Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 8 dell'11 gennaio 2006 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Mercoledì, 11 gennaio 2006** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00100 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00100 ROMA - CENTRALINO 06 85081

AVVISO AGLI ABBONATI

Dal 6 ottobre vengono resi noti nelle ultime pagine della *Gazzetta Ufficiale* i canoni di abbonamento per l'anno 2006. Contemporaneamente sono state spedite le offerte di rinnovo agli abbonati, complete di bollettini postali premarcati *(di colore rosso)* per la conferma dell'abbonamento stesso. Si pregano i signori abbonati di far uso di tali bollettini e di utilizzare invece quelli prestampati di colore nero solo per segnalare eventuali variazioni.

Si rammenta che la campagna di abbonamento avrà termine il 29 gennaio 2006 e che la sospensione degli invii agli abbonati, che entro tale data non avranno corrisposto i relativi canoni, avrà effetto dal 26 febbraio 2006.

Si pregano comunque gli abbonati che non intendano effettuare il rinnovo per il 2006 di darne comunicazione via fax al Settore Gestione *Gazzetta Ufficiale* (n. 06-8508-2520) ovvero al proprio fornitore.

N. 7

AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 269/05, n. 273/05, n. 277/05, n. 278/05, n. 281/05, n. 282/05, n. 284/05, n. 287/05, n. 290/05, n. 292/05.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 13 dicembre 2005. — *Disposizioni per l'anno 2006 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero e per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere.* (Deliberazione n. 269/05) .... *Pag.* 5

DELIBERAZIONE 15 dicembre 2005. — *Approvazione del protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Guardia di finanza.* (Deliberazione n. 273/05) .... » 25

DELIBERAZIONE 19 dicembre 2005. — *Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 12 dicembre 2003, n. 152/03 in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto.* (Deliberazione n. 277/05) .... » 38

DELIBERAZIONE 19 dicembre 2005. — *Proroga dei termini per la comunicazione dei dati relativi agli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas per l'anno termico 2004-2005 di cui all'art. 11, commi 2 e 5, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 marzo 2004, n. 40/04.* (Deliberazione n. 278/05) .... » 44

DELIBERAZIONE 19 dicembre 2005. — *Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.* (Deliberazione n. 281/05) .... » 46

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2005. — *Approvazione della suddivisione in zone della rete rilevante ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03.* (Deliberazione n. 282/05) .... » 74

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2005. — *Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2006 delle tariffe dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99.* (Deliberazione n. 284/05) .... » 77

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2005. — *Adozione di disposizioni in materia di opzioni tariffarie per l'anno 2006 per la distribuzione dell'energia elettrica su reti con obbligo di connessione di terzi e per la vendita dell'energia elettrica destinata ad utenze domestiche in bassa tensione.* (Deliberazione n. 287/05) . . . . . *Pag.* 78

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2005. — *Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la quantificazione per l'anno 2006 dei corrispettivi per il funzionamento della società Terna - Rete elettrica nazionale Spa in assetto di unificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché per il funzionamento della società Gestore del sistema elettrico - GRTN Spa.* (Deliberazione n. 290/05) . . . . . » 90

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2005. — *Aggiornamento delle fasce orarie per l'anno 2006.* (Deliberazione n. 292/05) . . . . . » 93

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 13 dicembre 2005.

Disposizioni per l'anno 2006 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero e per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere. (Deliberazione n. 269/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 13 dicembre 2005

Visti:

- la direttiva n. 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 (di seguito: regolamento n. 1228/2003), ed in particolare gli articoli 5 e 6;
- la legge 14 novembre 1995 n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79;
- la legge 12 dicembre 2002 n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003 n. 290;
- la legge 23 agosto 2004 n. 239, concernente riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia, ed in particolare:
  a) l'articolo 1, comma 3, lettera f), secondo cui fra gli obiettivi generali di politica energetica del Paese vi è promuovere la valorizzazione delle importazioni per le finalità di sicurezza nazionale e di sviluppo della competitività del sistema economico del Paese;
  b) l'articolo 1, comma 7, lettera a), secondo cui rientrano nelle funzioni attribuite allo Stato, che le esercita anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 13 dicembre 2005 recante modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2006 (di seguito: decreto 13 dicembre 2005), trasmesso all'Autorità in data 13 dicembre 2005, prot. Autorità n. 29369, in pari data;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 13 dicembre 2005 recante direttive alla società Acqurente Unico Spa in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2006, trasmesso all'Autorità in data 13 dicembre 2005, prot. Autorità n. 29368, in pari data;
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1999, n. 162/99;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 9 dicembre 2005, n. 257/05 recante parere della medesima Autorità al Ministro delle Attività Produttive sullo schema di decreto circa le modalità e i criteri per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2006;

- il documento per la consultazione dell'Autorità pubblicato in data 11 marzo 2005 recante considerazioni in merito ai principali aspetti dello schema attuato in Italia per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2005, nonché alcuni possibili orientamenti applicativi del regolamento n. 1228/2003 per gli anni successivi (di seguito: documento per la consultazione 11 marzo 2005);
- il documento per la consultazione dell'Autorità pubblicato in data 3 agosto 2005 concernente procedure di assegnazione della capacità di trasporto per gli scambi trasfrontalieri di energia elettrica per il 2006 indicante, in particolare, gli orientamenti e le valutazioni preliminari della medesima Autorità con riferimento al contesto italiano circa l'attuazione, per l'anno 2006, delle disposizioni di cui all'articolo 6 del regolamento n°1228/2003 (di seguito: documento per la consultazione 3 agosto 2005);
- le conclusioni del dodicesimo Forum di Firenze (forum degli organismi di regolazione europei dell'energia elettrica);
- la lettera della Comunità Europea - Direzione generale dell'energia e dei trasporti- trasmessa all'Autorità in data 19 settembre 2005 in risposta al documento per la consultazione 3 agosto 2005, protocollo Autorità n. 21910;
- la lettera dell'Autorità alla *Commission de Régulation de l'energie* in data 30 novembre 2005 prot. n. AO/R05/4995 avente oggetto "*Capacity reservation for the execution of French-Italian long-term supply contract*" (di seguito: nota 30 novembre 2005);
- la decisione della *Commission de régulation de l'énergie* (autorità di regolamentazione della Francia) in data 1 dicembre 2005 pubblicata sul sito *internet* del medesimo organismo in data 6 dicembre 2005, riguardante "*[....] la mise en oeuvre des programmes de travail dénommés « feuilles de route concernant les procédures d'allocation de capacités d'interconnexion en 2006 et la prise en compte de l'arrêt de la CJCE C-17/03 du 7.06.05.* ".

Considerato che:

- il regolamento n. 1228/2003 prevede, tra l'altro:
  a) all'articolo 5, comma 2, che i gestori dei sistemi di trasmissione elaborino modelli generali di calcolo della capacità totale di trasmissione e del margine di affidabilità della trasmissione con riferimento alle condizioni elettriche e fisiche della rete e che tali modelli siano approvati dalle autorità nazionali di regolazione;
  b) all'articolo 6, comma 1, che i problemi di congestione della rete siano risolti con soluzioni non discriminatorie fondate su criteri di mercato che forniscano segnali economici efficienti ai soggetti partecipanti al mercato e ai gestori dei sistemi di trasmissione;
  c) all'articolo 6, comma 6, che i proventi derivanti dall'assegnazione delle capacità di interconnessione possano essere utilizzati, tra l'altro, per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata, ovvero quali proventi di cui le autorità di regolamentazione devono tener conto in sede di approvazione del metodo di calcolo delle tariffe della rete e/o in sede di valutazione dell'opportunità o meno di modificare le tariffe;
  d) all'articolo 9, che, nell'esercizio delle loro competenze, le autorità nazionali di regolazione garantiscano il rispetto del regolamento medesimo e che, se necessario per realizzare gli obiettivi del regolamento, cooperino tra loro e con la Commissione;

- nell'anno 2005, in coerenza con le citate disposizioni di cui al regolamento n. 1228/2003, nonché in aderenza alle determinazioni assunte dal Ministro delle Attività Produttive per quanto di competenza, l'Autorità ha adottato, tra l'altro, disposizioni per:

    a) la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione mediante un metodo di asta implicita basato sull'utilizzo del metodo di gestione delle congestioni nel mercato del giorno in uso per la gestione delle congestioni tra le zone del mercato elettrico nazionale;
    b) l'assegnazione di diritti di importazione di energia elettrica sulla base di criteri di economicità, proporzionalità delle quantità richieste, e sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché di gradualità di applicazione della normativa rispetto a quella adottata negli anni precedenti, in un'ottica evolutiva di applicazione delle disposizioni di cui al regolamento n.1228/2003;
- il metodo di assegnazione di cui alla lettera b) del precedente alinea è stato attuato con riferimento al solo 50% della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tra l'Italia e i Paesi ad essa confinanti, una volta dedotta la capacità di trasporto necessaria all'esecuzione dei contratti pluriennali stipulati anteriormente al 19 febbraio 1997 (di seguito: contratti pluriennali);
- in particolare per quanto riguarda l'assegnazione di diritti di importazione, la medesima è stata attuata tramite l'assegnazione di strumenti di copertura dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano e adiacenti zone estere su ciascuna frontiera elettrica (di seguito: coperture dal rischio tra i differenziali di prezzo)
- nel documento per la consultazione 3 agosto 2004, l'Autorità, ha indicato i propri orientamenti per l'attuazione delle citate disposizioni di cui al regolamento n. 1228/2003 al fine del raggiungimento dei seguenti obiettivi:

    a) effettuazione di procedure congiunte (possibilmente coordinate, almeno con riferimento alle frontiere con Francia e Austria) per l'assegnazione di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione che consentano il raggiungimento di adeguati livelli di efficienza;
    b) efficiente utilizzazione della capacità di trasporto con possibilità di messa a disposizione della capacità assegnata, ma non utilizzata dai soggetti assegnatari;
    c) introduzione di elementi tesi ad incrementare la flessibilità per gli operatori anche alla luce del fatto che, date le condizioni di mercato dell'energia elettrica in ambito europeo, viene meno, in alcune ore (in particolare nelle ore notturne), la convenienza all'utilizzo esclusivamente unidirezionale in importazione della capacità di interconnessione;
    d) compatibilità delle procedure di assegnazione con il regolamento n. 1228/2003 e, nel contempo, con le legislazioni vigenti in ambito nazionale degli Stati membri, tenendo in considerazione gli interessi dei soggetti coinvolti;
    e) adozione di misure tese alla riduzione del rischio di esercizio di potere di mercato con potenziali effetti negativi sugli esiti dell'assegnazione della capacità di trasporto;
    f) attuazione di procedure gestibili in maniera congiunta da differenti gestori di rete pur in assenza di procedure codificate di accoppiamento tra i diversi sistemi di mercato;

- in coerenza con gli obiettivi di cui al precedente alinea, l'Autorità ha indicato quali procedure possibili per l'attuazione nell'anno 2006 delle disposizioni di cui all'articolo 6 del regolamento n. 1228/2003:

  a) una procedura di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione tramite asta esplicita al fine del raggiungimento del primario obiettivo di attuare procedure di assegnazioni congiunte con i paesi confinanti che attuano la predetta metodologia;
  b) in alternativa a quanto indicato nella precedente lettera, l'evoluzione del metodo attuato nel corso dell'anno 2005 mediante l'introduzione di procedure concorsuali anche per l'assegnazione delle coperture dal rischio tra i differenziali di prezzo;
- in esito al citato processo per la consultazione è stato rilevato un quasi totale consenso circa la continuazione, per l'anno 2006, del metodo già attuato nel corso dell'anno 2005, reputando di capitale importanza l'economicità degli approvvigionamenti, pur nel rispetto delle disposizioni comunitarie in materia di scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- verifiche svolte dall'Autorità con gli uffici della *Commission de régulation de l'énergie* (autorità di regolamentazione della Francia) e con gli uffici di *E-Control GmbH* (autorità di regolamentazione dell'Austria) hanno evidenziato l'impossibilità per l'Autorità di addivenire all'attuazione di procedure congiunte sulle frontiere elettriche mediante l'applicazione di metodi di gestione delle congestioni basati su aste implicite che prevedano, tra l'altro, un utilizzo coordinato degli esistenti mercati organizzati;
- gli uffici della Commissione europea hanno più volte indicato quale soluzione a tendere per l'attuazione delle disposizioni di cui al regolamento n. 1228/2003, nonché al fine della promozione del mercato interno dell'energia elettrica (IEM – *internal electricity market*), l'adozione di metodi per la gestione delle congestioni basati sull'interazione di mercati elettrici organizzati (che utilizzano metodi di asta implicita); e che, nelle conclusioni del dodicesimo Forum di Firenze è stato sottolineato che, nonostante la validità dei singoli approcci assunti su base regionale per l'attuazione del citato regolamento per l'anno 2005, è necessario che i singoli processi evolvano in maniera convergente verso l'integrazione del mercato interno dell'energia elettrica;
- il decreto 13 dicembre 2005 prevede, tra l'altro, che:

  a) l'utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione sia determinato sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative alla esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali, che vengono poste sul mercato elettrico secondo disposizioni dell'Autorità, in coerenza con la vigente struttura e funzionamento del mercato stesso;
  b) l'assegnazione di diritti di importazione sulla capacità di trasporto sia effettuata salvaguardando l'economicità delle forniture per i clienti finali, in misura corrispondente ai consumi medi degli stessi, nell'ambito di procedure concorsuali;
- inoltre, il decreto 13 dicembre 2005 prevede, coerentemente con quanto indicato dall'Autorità nella nota 30 novembre 2005 circa l'assoluta marginalità dell'energia elettrica importata in esecuzione del contratto pluriennale italo-francese sull'assetto concorrenziale del mercato rilevante italiano, anche per l'anno 2006:

  a) il mantenimento della riserva di capacità di trasporto ai fini dell'esecuzione dei contratti pluriennali;

b) l'attribuzione di quote di capacità di trasporto per le forniture alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano;
c) la destinazione di quote di capacità di trasporto per il reingresso dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera.

Ritenuto che sia opportuno:

- in forza delle disposizioni di cui all'articolo 9 del regolamento n. 1228/2003, stabilire disposizioni per l'anno 2006 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione, coerentemente al decreto 13 dicembre 2005, alle osservazioni in esito al processo per la consultazione, nonché alle conclusioni del dodicesimo Forum di Firenze, prevedendo che:
  a) le congestioni sulla rete di interconnessione siano risolte per mezzo di un metodo di mercato basato sul sistema di asta implicita attualmente in uso, a cadenza oraria e su orizzonte giornaliero, per la risoluzione delle congestioni nel mercato del giorno prima (utilizzo di un mercato organizzato);
  b) le coperture dal rischio tra i differenziali di prezzo siano assegnate mediante procedure concorsuali, promuovendo la pluralità di soggetti assegnatari;
  c) i proventi delle predette procedure siano utilizzati in parte per garantire l'effettiva disponibilità della capacità di trasporto, nonché, per la restante parte, per la riduzione equivalente dei corrispettivi di accesso alla rete di interconnessione per tutti i clienti finali del sistema elettrico nazionale

DELIBERA

1. di approvare le disposizioni per l'anno 2006 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero e per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere, come definite nell'*Allegato A* al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di inviare, per informazione, copia del presente provvedimento alla *Commission de régulation de l'énergie, 2 rue du Quatre Septembre, 75084 Paris,* Francia, all'Ufficio federale dell'energia*, Worblenstrasse 32, Ittigen,* Svizzera, all'*E-Control GmbH, Kaerntner Rudolfsplaz 13a, 1010, Wien,* Austria, all'*Agencija za energijo Republike Slovenije, Svetozarevska ul. 6, Maribor,* Slovenia ed alla *Regulatory Authority for Energy*, *Michalakopoulou Street* 80, 10192 *Athens* Grecia;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministro delle Attività Produttive, al Ministro degli Affari Esteri, al Ministro delle Politiche Comunitarie, al Commissario europeo con delega all'energia ed alla società Terna – Rete elettrica nazionale Spa;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

13 dicembre 2005

Il Presidente: Alessandro Ortis

ALLEGATO *A*

DISPOSIZIONI PER L'ANNO 2006 IN MATERIA DI GESTIONE DELLE CONGESTIONI IN IMPORTAZIONE ED ESPORTAZIONE SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO E PER L'ASSEGNAZIONE DI COPERTURE DAL RISCHIO ASSOCIATO AI DIFFERENZIALI DI PREZZO TRA ZONE DEL MERCATO ELETTRICO ITALIANO ED ADIACENTI ZONE ESTERE.

I N D I C E

Parte I - Disposizioni generali . . . . . . *Pag.* 12

Titolo 1 - Disposizioni generali . . . . . . » 12

Articolo 1 - Definizioni . . . . . . » 12

Articolo 2 - Oggetto e finalità . . . . . . » 14

Articolo 3 - Accesso alla Rete di trasmissione nazionale per gli scambi transfrontalieri . . . . . . » 15

Articolo 4 - Modello generale di calcolo della capacità di trasporto . . . . . . » 15

Parte II - Misure in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione » 16

Articolo 5 - Capacità di trasporto assegnabile . . . . . . » 16

Articolo 6 - Modalità di gestione della congestione nel mercato del giorno prima . . . . . . » 16

Articolo 7 - Modalità di gestione della congestione nel tempo reale . . . . . . » 16

Parte III - Coperture dal rischio e riserve di capacità di trasporto per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica . . . . . . » 17

Titolo 2 - Definizione delle coperture dal rischio . . . . . . » 17

Articolo 8 - Coperture dal rischio . . . . . . » 17

Titolo 3 - Assegnazione delle coperture dal rischio . . . . . . » 18

Articolo 9 - Assegnazione di CCCI e di CCCE . . . . . . » 18

Articolo 10 - Procedure per l'assegnazione di CCCI . . . . . . » 18

Articolo 11 - Procedure per l'assegnazione di CCCE . . . . . . » 19

Titolo 4 - Riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica . . . . . . » 20

Articolo 12 - Assegnazione di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica . . . . . . » 20

Titolo 5 - Diritti ed obblighi degli assegnatari di CCCI e di CCCE . . . . . . » 21

Articolo 13 - Diritti e obblighi degli assegnatari di CCCI e di CCCE . . . . . . » 21

Articolo 14 - Diritti e obblighi dei soggetti che partecipano alla procedura di assegnazione dei CCCI . . . . . . » 21

Articolo 15 - Diritti e obblighi dei soggetti che partecipano alla procedura di assegnazione dei CCCE . . . . . . » 22

Articolo 16 - Diritti e obblighi degli assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica . . . . . . » 22

Articolo 17 - Diritti e obblighi dei soggetti cui sono state allocate quote di capacità di trasporto autonomamente dai gestori di rete esteri . . . . . . » 23

Parte IV - Disposizioni finali . . . . . . » 23

Articolo 18 - Regolamento per la gestione delle congestioni . . . . . . » 23

Articolo 19 - Disposizioni transitorie e finali . . . . . . » 24

PARTE I
DISPOSIZIONI GENERALI

Titolo 1
Disposizioni generali

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrato e modificato ed all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione della medesima Autorità 30 gennaio 2004, n. 05/04, come successivamente integrato e modificato, nonché le seguenti definizioni:

- **assegnatario** è il soggetto titolare di un'assegnazione;
- **assegnazione** è l'attribuzione di CCCI o di CCCE, ovvero di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica su una frontiera elettrica, al fine della esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- **allocazione** è l'attribuzione di quote di capacità di trasporto su una frontiera elettrica effettuata autonomamente dai singoli gestori di rete interessati alla stessa frontiera elettrica e diversi da TERNA;
- **capacità di trasporto** è la massima potenza oraria destinabile con garanzia di continuità di utilizzo in ciascuna ora all'esecuzione di scambi transfrontalieri di energia elettrica tra uno o più Stati confinanti e l'Italia. La capacità di trasporto viene univocamente definita con riferimento ai singoli Stati confinanti, al flusso di energia elettrica in ingresso (importazione) o in uscita (esportazione) nel/dal sistema elettrico nazionale, nonché ad un predefinito orizzonte temporale;
- **capacità di trasporto in importazione** è la capacità di trasporto riferita a scambi transfrontalieri finalizzati all'importazione di energia elettrica in Italia;
- **capacità di trasporto in esportazione** è la capacità di trasporto riferita a scambi transfrontalieri finalizzati all'esportazione di energia elettrica dall'Italia;
- **capacità di trasporto annuale** è la capacità di trasporto definita su base annuale ed utilizzabile per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica a partire dall'1 gennaio 2006;
- **capacità di trasporto giornaliera** è la capacità di trasporto effettivamente utilizzabile in un determinato giorno per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica definita, con cadenza giornaliera, per ciascuna ora del giorno a cui gli scambi si riferiscono;

- **contratti pluriennali** sono i contratti di fornitura pluriennali vigenti al 19 febbraio 1997, data di entrata in vigore della direttiva 96/92/CE, abrogata e ora sostituita dalla direttiva 2003/54/CE;
- **coperture dal rischio in importazione o CCCI e coperture dal rischio in esportazione o CCCE** sono le coperture, assegnate da TERNA, dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra la zona virtuale che caratterizza ciascuna frontiera elettrica e la zona del mercato elettrico italiano adiacente alla predetta zona virtuale;
- **frontiera elettrica** è l'insieme delle linee elettriche di trasporto che connettono la Rete di trasmissione nazionale ad una o più reti di trasmissione appartenenti ad un singolo Stato confinante;
- **frontiera nord-ovest** è l'insieme delle frontiere elettriche con la Francia e con la Svizzera;
- **gestore di rete** è un ente o una società incaricata della gestione unificata delle reti di trasmissione in un determinato Stato;
- **operatore di sistema** è ciascun soggetto responsabile della gestione di una rete di trasmissione di uno Stato confinante interconnessa con la Rete di trasmissione nazionale;
- **potenza media annuale** è, ai fini del presente provvedimento, il rapporto tra l'energia elettrica complessivamente prelevata, nell'anno 2004, ivi inclusi gli autoconsumi in sito, nei punti di dispacciamento di inclusi in un contratto di dispacciamento ad una determinata data e il numero di ore comprese nell'anno 2004;
- **quote di capacità di trasporto allocate autonomamente** sono le quote di capacità di trasporto allocate tramite assegnazione autonoma da parte dei gestori di rete esteri e pari, complessivamente, alla misura massima del 50% della capacità di trasporto giornaliera, al netto della capacità riservata all'esecuzione dei contratti pluriennali;
- **quote di capacità di trasporto pre-assegnate** sono le quote di capacità di trasporto corrispondenti alle riserve per l'importazione, per il transito e per il reingresso di energia elettrica;
- **rete di interconnessione** è la rete elettrica costituita dalle reti di trasmissione nazionali degli Stati confinanti;
- **riserve per l'importazione** sono le quote di capacità di trasporto riservate, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto ministeriale, ai fini dell'importazione di energia elettrica, alla parte italiana titolare dei contratti pluriennali; nonché alla società *Raetia Energie*;
- **riserve per il transito** sono le quote di capacità di trasporto riservate, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto ministeriale, ai fini della consegna di energia elettrica nella Repubblica di San Marino e nello Stato della Città del Vaticano;
- **riserva per il reingresso** è la quota di capacità di trasporto riservata, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto ministeriale, alla società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera;

- **scambi transfrontalieri di energia elettrica** sono l'importazione o l'esportazione di energia elettrica attraverso una frontiera elettrica con l'Italia o il transito di energia elettrica;
- **Stato confinante** è qualunque Stato la cui rete di trasmissione è interconnessa alla Rete di trasmissione nazionale;
- **TERNA** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa;
- **transito di energia elettrica** è l'importazione di energia elettrica e la sua contestuale esportazione;
- **zona** è ciascuna zona della rete rilevante definita dal Gestore della rete ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione n. 168/03 ed approvata dall'Autorità;
- **zona virtuale** è una zona non stabilita sul territorio nazionale e corrispondente ad una frontiera elettrica;

- * -

- **decreto 13 dicembre 2005** è il decreto del Ministro delle Attività Produttive 13 dicembre 2005 recante disposizioni circa le modalità e condizioni per le importazioni di energia elettrica per l'anno 2006;
- **regolamento n. 1228/2003** è il regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica pubblicato sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea L 176 del 15 luglio 2003;
- **legge n. 239/04** è la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- **deliberazione n. 162/99** è la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 1999, n. 162/99, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 264 del 10 novembre 1999;

Articolo 2
Oggetto e finalità

2.1 Con il presente provvedimento, relativamente alle frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia, vengono definite disposizioni attuative degli articoli 5 e 6 del regolamento n. 1228/2003 al fine di:

a) consentire l'accesso alla rete di interconnessione per l'importazione di energia elettrica disponibile al minimo costo per il sistema elettrico italiano, nonché per l'esportazione ed il transito di energia elettrica a mezzo della Rete di trasmissione nazionale;

b) garantire l'uso efficiente della Rete di trasmissione nazionale mediante l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con metodi di mercato che prevedano la formazione di segnali economici ai gestori di rete ed agli operatori di mercato atti alla valorizzazione dell'utilizzo della medesima rete in caso di scarsità;

c) assicurare la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione sulla rete di interconnessione, promuovendo la concorrenza.

d) garantire la possibilità per gli operatori di disporre di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere, ovvero di CCCI e di CCCE.

2.2 Con il presente provvedimento vengono inoltre definite disposizioni per l'anno 2006 per l'assegnazione di riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica, ai sensi del decreto 13 dicembre 2005.

Articolo 3

Accesso alla Rete di trasmissione nazionale per gli scambi transfrontalieri

3.1 Il corrispettivo unitario di cui all'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 162/99, a copertura dei costi sostenuti da TERNA per la garanzia della capacità di trasporto, è fissato, a titolo d'acconto, per l'anno 2006, pari al maggior valore tra 0,03 centesimi di euro per kWh e il corrispettivo unitario di cui all'articolo 14, comma 14.5.

3.2 Il corrispettivo di cui al comma 3.1 è applicato all'energia elettrica sottesa ai CCCE assegnati da TERNA, alle riserve di capacità di trasporto ai fini dell'importazione, del transito e del reingresso di energia elettrica, ai sensi del decreto 13 dicembre 2005 e all'energia elettrica oggetto di importazione in utilizzo della capacità di trasporto allocata autonomamente dai gestori di rete esteri.

3.3 All'energia elettrica sottesa ai CCCI assegnati da TERNA è applicato un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra 0,03 centesimi di euro per kWh e il corrispettivo unitario di cui all'articolo 14, comma 14.5.

Articolo 4

Modello generale di calcolo della capacità di trasporto

4.1 Entro il 27 dicembre 2005, TERNA trasmette all'Autorità, per la verifica ai sensi dell'articolo 5, comma 2, del regolamento n. 1228/2003, uno schema di norme di sicurezza, operative e di programmazione per l'anno 2006, corredato dal modello generale di calcolo della capacità totale di trasporto sulla rete di interconnessione dallo stesso adottato. L'Autorità si esprime entro 2 giorni dal ricevimento del predetto schema. Trascorso tale termine lo schema si intende verificato positivamente.

4.2 Entro il 31 ottobre 2006, il Gestore della rete predispone e trasmette all'Autorità, per l'approvazione ai sensi dell'articolo 5, comma 2, del regolamento n. 1228/2003, un modello generale di calcolo della capacità totale di trasporto sulla rete di interconnessione elaborato congiuntamente dai gestori delle reti interconnesse con il sistema elettrico nazionale a valere per l'anno 2007. L'Autorità si esprime entro 30 giorni dal ricevimento del predetto modello. Trascorso tale termine il modello si intende approvato.

PARTE II MISURE IN MATERIA DI GESTIONE DELLE CONGESTIONI SULLA RETE DI INTERCONNESSIONE

Articolo 5
Capacità di trasporto assegnabile

5.1 La capacità di trasporto assegnabile per l'effettuazione di scambi transfrontalieri di energia elettrica in importazione e in esportazione per le frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia è pari alla corrispondente capacità di trasporto giornaliera.

Articolo 6
Modalità di gestione della congestione nel mercato del giorno prima

6.1 TERNA comunica, con cadenza giornaliera, al Gestore del mercato elettrico il valore della capacità di trasporto assegnabile di cui all'Articolo 5.

6.2 La congestione che si verifichi sulle frontiere elettriche con la Francia, con la Svizzera, con l'Austria, con la Slovenia e con la Grecia è risolta, nel mercato del giorno prima contestualmente alla gestione delle congestioni tra le zone costituite sul territorio nazionale, mediante l'accettazione di offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica, ivi incluse offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica formulate con riferimento alle zone virtuali.

6.3 Ai fini della gestione delle congestioni nel mercato del giorno prima, gli assegnatari di quote di capacità di trasporto allocate autonomamente, ovvero gli assegnatari di quote di capacità di trasporto pre-assegnate, formulano offerte di vendita di energia elettrica nel mercato del giorno prima, ovvero, sono tenuti ad osservare le disposizioni di cui alla deliberazione n. 168/03 relativamente all'esecuzione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte.

6.4 Il regolamento di cui all'Articolo 18 prevede che i programmi di immissione relativi alle offerte di vendita di energia elettrica, nonché ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, di cui al comma 6.3, ai fini della regolazione delle partite economiche corrispondenti, siano riferiti alla zona adiacente alla zona virtuale a cui le assegnazioni della capacità di trasporto si riferiscono.

Articolo 7
Modalità di gestione della congestione nel tempo reale

7.1 TERNA risolve le eventuali congestioni sulla rete di interconnessione in tempo reale mediante l'approvvigionamento di risorse nel mercato per i servizi di dispacciamento.

7.2 TERNA, con cadenza trimestrale, trasmette all'Autorità una relazione tecnica recante le modalità adottate per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione in tempo reale, unitamente alla stima dei costi sostenuti per tale attività suddivisi per frontiera elettrica.

PARTE III
COPERTURE DAL RISCHIO E RISERVE DI CAPACITÀ DI TRASPORTO PER L'IMPORTAZIONE, IL TRANSITO E IL REINGRESSO DI ENERGIA ELETTRICA

Titolo 2
Definizione delle coperture dal rischio

Articolo 8
Coperture dal rischio

8.1 Le coperture dal rischio in importazione (CCCI) si riferiscono ad una quota di capacità di trasporto annuale, ovvero mensile, per una determinata frontiera elettrica, costante in ciascun raggruppamento orario definito da TERNA, e conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere da TERNA un ammontare, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce in cui tale ammontare è positivo, pari al prodotto tra:

a) il valore orario della quota di capacità di trasporto cui è riferito il CCCI;

b) la differenza tra il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona adiacente alla zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui detto CCCI si riferisce e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella predetta zona virtuale.

8.2 Le coperture dal rischio in esportazione (CCCE) si riferiscono ad una quota di capacità di trasporto per una determinata frontiera elettrica, costante in ciascun raggruppamento orario definito da TERNA, e conferiscono all'assegnatario il diritto a ricevere da TERNA un ammontare, per ciascuna ora del periodo a cui la copertura si riferisce in cui tale ammontare è positivo, pari al prodotto tra:

a) il valore orario della quota di capacità di trasporto cui è riferito il CCCE;

b) la differenza tra il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona virtuale che caratterizza la frontiera elettrica a cui detto CCCE si riferisce e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima nella zona adiacente alla predetta zona virtuale.

8.3 La quantità complessiva di CCCI assegnabile da TERNA, è pari:

a) per la frontiera elettrica con la Francia, al 50% della corrispondente capacità di trasporto annuale, una volta dedotte la quota di capacità di trasporto di cui all'Articolo 12, comma 12.1, lettera a), diminuito della capacità di trasporto di cui al comma 12.2 per la quota eventualmente riservata sulle medesima frontiera;

b) per la frontiera elettrica con la Svizzera, al 50% della corrispondente capacità di trasporto annuale, una volta dedotta la quota di capacità di trasporto di cui all'Articolo 12, comma 12.1, lettera b), punto i., diminuito delle quote di capacità di trasporto di cui alla medesima lettera, punto ii., e Articolo 12, comma 12.2 per la quota eventualmente riservata sulle medesima frontiera, e comma 12.4;

c) per le frontiere elettriche con la l'Austria, la Slovenia e la Grecia, al 50% delle corrispondenti capacità di trasporto annuali.

8.4 La quantità complessiva di CCCE assegnabile è definita da TERNA, su base mensile, ovvero su base settimanale, per ciascuna frontiera elettrica, compatibilmente alle disposizioni di cui al decreto 13 dicembre 2005. Tale quantità è stabilita da TERNA nel rispetto dei limiti di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Titolo 3 Assegnazione delle coperture dal rischio

Articolo 9
Assegnazione di CCCI e di CCCE

9.1 L'assegnazione di CCCI, per una quantità assegnabile pari alla quantità di cui all'Articolo 8, comma 8.3, è effettuata secondo le disposizioni di cui all'Articolo 10.

9.2 L'assegnazione di CCCE, per una quantità assegnabile pari alla quantità di cui all'Articolo 8, comma 8.4, è effettuata secondo le disposizioni di cui all'Articolo 11.

Articolo 10
Procedure per l'assegnazione di CCCI

10.1 L'assegnazione di CCCI è effettuata da TERNA tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione.

10.2 I CCCI sono assegnati su base annuale. Ulteriori CCCI o eventuali CCCI che si rendessero disponibili durante l'anno, anche per effetto della decadenza dell'operatore titolare dai diritti corrispondenti a CCCI assegnati in precedenza, vengono assegnati da Terna utilizzando le procedure previste nel presente articolo.

10.3 Possono partecipare alle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCCI gli utenti del dispacciamento in prelievo secondo le modalità stabilite da TERNA, ivi incluso l'Acquirente Unico.

10.4 Le procedure di assegnazione di CCCI sono organizzate in forma di procedure concorsuali in ciascuna delle quali vengono assegnati CCCI relativi ad una singola frontiera elettrica.

10.5 Ciascun soggetto partecipante alla procedura di cui al precedente comma 10.3 ha diritto di presentare, relativamente a ciascuna frontiera elettrica, una o più offerte in busta chiusa per CCCI nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) ciascuna offerta indica la quantità di CCCI e il prezzo, espresso in euro per MW di CCCI richiesti;

b) salvo quanto disposto alla successiva lettera c), la somma delle quantità indicate nelle offerte presentate da un utente del dispacciamento relativamente alla frontiera elettrica è non superiore al quantitativo di CCCI assegnabile relativamente alla medesima frontiera elettrica;

c) la somma delle quantità indicate nelle offerte presentate dall'Acquirente Unico relativamente alla frontiera elettrica è non superiore al 26% del quantitativo di CCCI assegnabile relativamente alla medesima frontiera elettrica.

10.6 TERNA procede ad accettare le offerte sulla base dell'ordine decrescente di prezzo con l'obiettivo di massimizzare il valore delle offerte accettate, pari al prodotto tra i quantitativi delle offerte accettate moltiplicati per i corrispondenti prezzi.

10.7 TERNA determina il prezzo di assegnazione dei CCCI pari al prezzo indicato nell'offerta per CCCI con prezzo più basso tra quelle accettate.

Articolo 11
Procedure per l'assegnazione di CCCE

11.1 L'assegnazione di CCCE è effettuata da TERNA tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione.

11.2 I CCCE sono assegnati su base mensile, ovvero su base settimanale. Ulteriori CCCE o eventuali CCCE che si rendessero disponibili durante l'anno, anche per effetto della decadenza dell'operatore titolare dai diritti corrispondenti a CCCE assegnati in precedenza, vengono assegnati da Terna utilizzando le procedure previste nel presente articolo.

11.3 Possono avanzare richiesta di partecipazione alle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCCE tutti gli utenti del dispacciamento secondo le modalità stabilite da TERNA.

11.4 Le procedure di assegnazione di CCCE sono organizzate in forma di procedure concorsuali in ciascuna delle quali vengono assegnati CCCE relativi ad una singola frontiera elettrica.

11.5 Ciascun soggetto partecipante alla procedura di cui al precedente comma 11.3 ha diritto di presentare, relativamente a ciascuna frontiera elettrica, una o più offerte in busta chiusa per CCCE nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) ciascuna offerta indica la quantità di CCCE e il prezzo, espresso in euro per MW di CCCE richiesti;

b) la somma delle quantità indicate nelle offerte presentate da un utente del dispacciamento relativamente alla frontiera elettrica è non superiore al quantitativo di CCCE assegnabile relativamente alla medesima frontiera elettrica.

11.6 TERNA procede ad accettare le offerte sulla base dell'ordine decrescente di prezzo con l'obiettivo di massimizzare il valore delle offerte accettate, pari al prodotto tra i quantitativi delle offerte accettate moltiplicati per i corrispondenti prezzi.

11.7 TERNA determina il prezzo di assegnazione dei CCCE pari al prezzo indicato nell'offerta per CCCE con prezzo più basso tra quelle accettate.

Titolo 4
Riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

Articolo 12
Assegnazione di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

12.1 Per l'anno 2006, ai sensi del decreto 13 dicembre 2005, sono assegnate quote di capacità di trasporto annuale per l'importazione di energia elettrica:

a) relativamente alla frontiera elettrica con la Francia, al titolare italiano del contratto pluriennale la cui controparte ha sede nello Stato francese nei limiti di quanto necessario all'esecuzione di detto contratto, mediante destinazione ai clienti del mercato vincolato dell'energia elettrica così importata;
b) relativamente alla frontiera elettrica con la Svizzera: i) al titolare italiano del contratto pluriennale la cui controparte ha sede nello Stato svizzero nei limiti di quanto necessario all'esecuzione di detto contratto, mediante destinazione ai clienti del mercato vincolato dell'energia elettrica così importata; ii) per una quantità non superiore a 150 MW, alla società *Raetia Energie*;

12.2 Per l'anno 2006, ai sensi del decreto 13 dicembre 2005, è assegnata una quota di capacità di trasporto annuale, relativamente alla frontiera nord-ovest, alla Repubblica di San Marino e allo Stato della Città del Vaticano ai fini della consegna di energia elettrica in detti Stati.

12.3 Ai sensi dell'articolo 4, comma 1, del decreto 13 dicembre 2005, TERNA determina le quote di capacità di trasporto di cui al comma 12.2, in misura strettamente necessaria a soddisfare esclusivamente i consumi di ciascun Stato ivi indicato.

12.4 Per l'anno 2006, ai sensi del decreto 13 dicembre 2005:

a) è assegnata una quota di capacità di trasporto annuale, relativamente alla frontiera elettrica con la Svizzera, ai fini dell'importazione di energia elettrica da parte della società Edison Spa per il reingresso in Italia di una parte dell'energia elettrica prodotta presso il bacino idroelettrico di Innerferrera, per una quantità non superiore a 32 MW;
b) TERNA verifica, in accordo con la predetta società, la possibilità di reingresso graduale dell'energia elettrica avente titolo al reingresso negli anni precedenti in utilizzo di una quota di capacità di trasporto pari a 15 MW.

12.5 Ai sensi dell'articolo 4, comma 2, del decreto 13 dicembre 2005, l'energia elettrica immessa nel sistema elettrico italiano in utilizzo della capacità di trasporto di cui al comma 12.2, può essere utilizzata, pena la decadenza del diritto, esclusivamente all'interno degli Stati beneficiari del diritto di transito. TERNA verifica, con cadenza trimestrale, il rispetto della condizione di cui al presente comma, anche avvalendosi delle imprese distributrici stabilite sul territorio nazionale, e comunica all'Autorità eventuali violazioni.

Titolo 5 Diritti ed obblighi degli assegnatari di CCCI e di CCCE

Articolo 13
Diritti e obblighi degli assegnatari di CCCI e di CCCE

13.1 I soggetti assegnatari di CCCI e di CCCE hanno diritto a ricevere da TERNA, qualora positivo un corrispettivo pari, in ciascuna ora, al prodotto di cui all'Articolo 8, rispettivamente, comma 8.1 e comma 8.2.

13.2 Qualora per esigenze legate ad interventi di manutenzione della rete di interconnessione, la capacità di trasporto giornaliera risulti inferiore alla capacità di trasporto annuale, le quantità di CCCI assegnate a ciascun assegnatario sono ridotte proporzionalmente al rapporto tra la capacità di trasporto giornaliera e la capacità di trasporto annuale compatibilmente con le disposizioni di cui al decreto 13 dicembre 2005.

13.3 Le disposizioni di cui al comma 13.2 valgono, in quanto applicabili, anche in relazione ai CCCE.

Articolo 14
Diritti e obblighi dei soggetti che partecipano alla procedura di assegnazione dei CCCI

14.1 Le imprese distributrici forniscono a ciascun utente del dispacciamento, entro la fine di ciascun mese a partire da gennaio 2006, con riferimento al contratto di dispacciamento in prelievo di cui il medesimo utente è titolare, il valore della potenza media annuale riferita al primo giorno del medesimo mese.

14.2 I soggetti che hanno partecipato alla procedura sono tenuti a comunicare a Terna il valore della potenza media annuale certificato dalle imprese distributrici per ciascun mese, entro il giorno 7 del mese successivo a quello cui il valore certificato della potenza media annuale si riferisce.

14.3 L'Acquirente Unico ha il diritto a ricevere da TERNA, qualora positivo, o l'obbligo di pagare a TERNA, qualora negativo, per ciascuna frontiera, un corrispettivo pari alla somma algebrica:

a) del 98% del 26% dei proventi complessivi della procedura concorsuale di cui all'Articolo 11;

b) del prodotto, cambiato di segno, tra il quantitativo di CCCI di cui l'Acquirente Unico è risultato assegnatario e il prezzo di assegnazione di cui all'Articolo 10, comma 10.7.

14.4 Ciascun soggetto, diverso dall'Acquirente Unico, che partecipa alle procedure concorsuali ha il diritto a ricevere da TERNA, qualora positivo, o l'obbligo di pagare a TERNA, qualora negativo, per ciascuna frontiera, un corrispettivo pari alla somma algebrica:

a) del prodotto tra:

   i. il 74% dei proventi complessivi della procedura concorsuale di cui all'Articolo 11 relativi al medesimo mese, e

   ii. il minor valore tra 0,1 e il 98% del rapporto, calcolato con riferimento al mese stesso, tra la potenza media annuale corrispondente al medesimo soggetto e la somma delle potenze medie annuali corrispondenti all'insieme dei soggetti che partecipano alle procedure concorsuali diversi dall'Acquirente Unico;

b) del prodotto, cambiato di segno, tra il quantitativo di CCCI di cui il medesimo soggetto è risultato assegnatario e il prezzo di assegnazione di cui all'Articolo 10, comma 10.7.

14.5 Il saldo nella disponibilità di TERNA a seguito dell'applicazione dei corrispettivi di cui ai commi 14.3 e 14.4 è destinato alla copertura dei costi sostenuti da TERNA per la garanzia della capacità di trasporto di cui all'Articolo 3. A tal fine, TERNA determina il corrispettivo unitario ottenuto dal rapporto tra il predetto saldo e l'energia elettrica sottesa ai CCCI complessivamente assegnati.

14.6 TERNA attua le disposizioni di cui al comma 14.4 tenendo conto che, qualora un soggetto sia risultato allocatario di capacità di trasporto allocata autonomamente dai gestori di rete esteri, la quantità di capacità di trasporto al medesimo allocata è portata in detrazione alla potenza media annuale corrispondente al medesimo soggetto di cui al comma 14.4, lettera a), punto ii).

14.7 Ai fini delle verifiche delle condizioni di cui al comma 14.4, lettera a) e di cui al comma 14.6, sono considerate congiuntamente le società tra le quali sussista un rapporto di controllo o di collegamento ai sensi dell'articolo 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287, ovvero siano controllate dalla medesima società.

Articolo 15

Diritti e obblighi dei soggetti che partecipano alla procedura di assegnazione dei CCCE

15.1 Ciascun soggetto che partecipa alle procedure concorsuali ha l'obbligo di pagare a TERNA, per ciascuna frontiera ed con riferimento a ciascuna ora, un corrispettivo pari al prodotto tra il quantitativo di CCCE di cui il medesimo soggetto è risultato assegnatario e il prezzo di assegnazione di cui all'Articolo 11, comma 11.7.

Articolo 16

Diritti e obblighi degli assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica

16.1 TERNA indica, per ciascuna frontiera elettrica, la zona adiacente alla zona virtuale relativa alla frontiera elettrica cui si riferiscono le importazioni relative alle assegnazioni di cui all'Articolo 12.

16.2 Gli assegnatari delle riserve di cui all'Articolo 12, comma 12.2, sono tenuti ad indicare in maniera definitiva ed irrevocabile per l'intero anno 2006 a TERNA la frontiera elettrica a cui l'importazione relativa alla riserva si riferisce secondo le modalità stabilite dalla medesima TERNA.

16.3 I soggetti assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica ai sensi dell'Articolo 12, sono tenuti a comunicare all'operatore del sistema e a TERNA un programma orario di scambio alla frontiera. La comunicazione del suddetto programma orario deve avvenire con le medesime modalità previste per la comunicazione a TERNA dei programmi di immissione dei contratti bilaterali.

16.4 Il programma di cui al comma 16.3, non può prevedere, in alcuna ora, l'importazione o l'esportazione di una potenza superiore alla capacità di trasporto riservata nella medesima ora.

16.5 Gli assegnatari di riserve per l'importazione, il transito e il reingresso di energia elettrica sono tenuti a versare a TERNA un ammontare pari al prodotto tra il corrispettivo di cui all'Articolo 3, comma 3.1, per la quantità di energia elettrica equivalente all'utilizzo della capacità di trasporto corrispondente ai programmi orari di cui al comma 16.3.

16.6 Allo scambio transfrontaliero di energia elettrica di cui al comma 16.3 sono applicabili i corrispettivi relativi all'assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulla rete rilevante secondo le condizioni definite dall'Autorità in materia di dispacciamento dell'energia elettrica con riferimento alla zona di cui al comma 16.1.

Articolo 17

Diritti e obblighi dei soggetti cui sono state allocate quote di capacità di trasporto autonomamente dai gestori di rete esteri

17.1 Ai soggetti cui siano allocate autonomamente, da parte di un gestore di rete estero, quote della capacità di trasporto, sono riconosciuti i medesimi diritti ed obblighi di cui all'Articolo 16, ad eccezione del comma 16.2, purché il medesimo operatore si impegni:

a) a rendere disponibile alla frontiera la potenza complessivamente prevista nei programmi orari di scambio risultanti in applicazione del regolamento di cui all'Articolo 18;

b) ad applicare una disciplina trasparente e non discriminatoria per il servizio di trasporto, sulle reti stabilite sul proprio territorio nazionale, dell'energia elettrica destinata all'importazione in Italia. In particolare, in caso di adozione di meccanismi per la risoluzione delle congestioni basati su metodi di mercato, tali meccanismi devono essere applicati in maniera non discriminatoria ai flussi di energia elettrica destinati all'importazione in Italia e ai flussi di energia elettrica immessa o destinata al prelievo nel medesimo paese.

17.2 Qualora per esigenze legate ad interventi di manutenzione della rete di interconnessione si verifichi la condizione per la quale la capacità di trasporto giornaliera è inferiore alla capacità di trasporto annuale, le quantità di capacità di trasporto allocate da parte dei gestori di rete esteri sono ridotte in ragione del rapporto di cui all'Articolo 13, comma 13.2.

PARTE IV Disposizioni finali

Articolo 18

Regolamento per la gestione delle congestioni

18.1 Entro il 19 dicembre 2005 TERNA predispone e trasmette all'Autorità uno o più schemi di regolamento in tema di modalità applicative per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione per l'anno 2006.

18.2 Il regolamento di cui al precedente comma 18.1 prevede anche:

a) i requisiti per l'attribuzione, agli utenti del dispacciamento che ne facciano richiesta, delle unità di produzione e di consumo virtuali corrispondenti alle frontiere elettriche e funzionali alla presentazione di programmi o di offerte per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica;

b) le modalità e le tempistiche per l'attribuzione delle unità virtuali di cui alla precedente lettera a).

18.3 La Direzione Energia Elettrica dell'Autorità verifica la conformità degli schemi di cui al comma 18.1 alle disposizioni del presente provvedimento, comunicando a TERNA, entro 3 giorni dal loro ricevimento, l'esito di dette verifiche. Trascorso il predetto termine gli schemi si intendono positivamente verificati.

Articolo 19

Disposizioni transitorie e finali

19.1 Entro il 19 dicembre 2005 TERNA predispone e trasmette all'Autorità uno o più schemi di regolamento in tema di organizzazione e funzionamento del sistema di assegnazione dei CCCI e dei CCCE relativamente a ciascuna frontiera elettrica.

19.2 All'interno degli schemi di regolamento di cui al precedente comma 19.1, TERNA prevede le modalità e le tempistiche per la regolazione dei pagamenti dei corrispettivi di cui all'Articolo 14 e all'Articolo 15, prevedendo, se necessario, la decadenza dei diritti e degli obblighi derivanti dall'assegnazione in caso di insolvenza.

19.3 La Direzione Energia Elettrica dell'Autorità verifica la conformità degli schemi di cui al comma 19.1 comunicando a TERNA, entro 2 giorni dal loro ricevimento, l'esito di dette verifiche. Trascorso il predetto termine gli schemi si intendono positivamente verificati.

19.4 Successivamente alla verifica di cui al comma 19.3, TERNA pubblica sul proprio sito *internet* uno o più bandi per la partecipazione alle assegnazioni dei CCCI e dei CCCE su ciascuna frontiera elettrica, indicando, per ciascuna frontiera, almeno:

a) la capacità di trasporto annuale;
b) la quantità di CCCI e di CCCE assegnabili.

19.5 L'assegnazione dei CCCI deve avvenire entro il 27 dicembre 2005.

19.6 TERNA trasmette all'Autorità, entro il 15 gennaio 2006, un rapporto contenente i risultati delle procedure di assegnazione e, con cadenza bimestrale nel corso dell'anno 2006, le problematiche inerenti la gestione della rete di interconnessione.

19.7 TERNA predispone e trasmette all'Autorità uno schema di procedura per la negoziazione delle coperture dal rischio assegnate, prevedendo la pubblicazione delle quantità negoziate e dei prezzi a cui avvengono le negoziazioni, nel rispetto degli obblighi di segretezza sulle informazioni commerciali relative ai soggetti che stipulano transazioni. A tal fine, TERNA, previa comunicazione all'Autorità, può avvalersi del meccanismo attuato per l'anno 2005 dalla società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Spa.

06A00181

DELIBERAZIONE 15 dicembre 2005.

Approvazione del protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Guardia di finanza. (Deliberazione n. 273/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 dicembre 2005

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- l'articolo 3, commi 1 e 2, del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68 (di seguito: decreto legislativo n. 68/01);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 14 settembre 2001, n. 199/01 (di seguito: deliberazione n. 199/01), recante approvazione del Protocollo di Intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza (di seguito: Protocollo di Intesa);
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04 (di seguito: deliberazione n. 60/04);
- la deliberazione dell'Autorità 20 ottobre 2004, n. 182/04 (di seguito: deliberazione n. 182/04);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2004, n. 215/04 (di seguito: deliberazione n. 215/04);
- la nota del Presidente dell'Autorità inviata il 30 settembre 2004 al Comando Generale della Guardia di Finanza, prot. n. AO/R04/3519 (di seguito: nota 30 settembre 2004);
- la lettera del Comandante Generale della Guardia di Finanza del 9 febbraio 2005, prot. n. 39640, prot. Autorità n. 012251 del 27 maggio 2005 (di seguito: lettera 9 febbraio 2005).

Considerato che:

- la legge n. 481/95 attribuisce all'Autorità, tra l'altro, compiti di controllo e di ispezione, da esercitare nei confronti dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- i sopra citati compiti, riguardando le attività che contribuiscono alla formazione ed erogazione dei servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas,

comportano verifiche, accertamenti, valutazioni, perizie e sopralluoghi con accesso ad aziende, infrastrutture e impianti;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 22, della legge n. 481/95, le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle sue funzioni;
- i sopra citati compiti di controllo e di ispezione saranno connotati da una progressiva intensificazione in corrispondenza del completamento del quadro regolatorio risultante dai provvedimenti adottati dall'Autorità in attuazione dei mandati ad essa conferiti dalla legge n. 481/95 e con le attribuzioni assegnate all'Autorità dai decreti legislativi n. 79/99 e n. 164/00;
- con la nota 30 settembre 2004 il Presidente dell'Autorità ha rappresentato al Comando Generale della Guardia di Finanza l'opportunità di un aggiornamento del Protocollo di Intesa approvato con la deliberazione n. 199/01, ai sensi dell'articolo 10 del medesimo Protocollo;
- con la lettera 9 febbraio 2005 il Comandante Generale della Guardia di Finanza ha espresso parere favorevole all'aggiornamento del Protocollo di Intesa approvato con la deliberazione n. 199/01 ai fini di razionalizzare e migliorare il già proficuo rapporto di collaborazione in corso con l'Autorità.

Considerato altresì che:
- con la deliberazione n. 182/04 l'Autorità ha adottato il "Regolamento di organizzazione e funzionamento" (di seguito: il Regolamento di organizzazione), delineando il nuovo modello organizzativo dell'Autorità stessa;
- il Regolamento di organizzazione ha istituito la nuova "Direzione Vigilanza e Controllo" che gestisce e sviluppa le attività di controllo e ispezioni riguardanti impianti, processi, servizi ed operatori del settore elettrico e del gas, al fine di verificare la corretta applicazione della normativa vigente, segnalando eventuali illeciti e/o omissioni o necessità di integrazione della normativa in vigore;
- per lo svolgimento delle proprie funzioni l'Autorità può avvalersi della collaborazione di Pubbliche Amministrazioni, di Enti o Istituzioni dello Stato;
- l'articolo 3, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 68/01 stabilisce che il Corpo della Guardia di Finanza, in relazione alla proprie competenze in materia economica e finanziaria, collabora con le Autorità amministrative indipendenti che ne facciano richiesta e che, nell'espletamento di tali attività, i militari del Corpo della Guardia di Finanza agiscono con le facoltà e i poteri previsti dalle leggi e dai regolamenti vigenti;
- l'Autorità, per esercitare o intensificare i poteri di accertamento, sotto forma di ispezioni e di controlli presso i soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas, può, con proprio provvedimento, avvalersi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa Conguaglio);
- con la deliberazione n. 60/04, l'Autorità si è avvalsa di detta Cassa Conguaglio per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, nonché per la costituzione di un Comitato di esperti con il compito di predisporre un Regolamento per l'effettuazione di dette verifiche e sopralluoghi;

- con la deliberazione n. 215/04 l'Autorità ha approvato il "Regolamento per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione".

Considerata inoltre l'opportunità di consentire alla Cassa Conguaglio di intrattenere rapporti operativi diretti con la Guardia di Finanza e la necessità che l'Autorità fornisca alla Guardia di Finanza la strumentazione necessaria all'effettuazione degli accertamenti, previsti dal Protocollo di Intesa.

Ritenuta l'opportunità di approvare le conseguenti modifiche al Protocollo di Intesa già approvato con la deliberazione n. 199/01 e relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza con modifiche e integrazioni, al fine di pervenire al più presto alla progressiva intensificazione dei compiti di controllo e di ispezione dell'Autorità sopra richiamata e all'avvio dell'operatività tra la Cassa Conguaglio e la Guardia di Finanza, apportando il conseguente supporto alla gestione dei compiti di controllo e ispezione

DELIBERA

1. di approvare il Protocollo di Intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, come modificato e integrato dall'*Allegato A* al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di designare, con riferimento all'articolo 11 del Protocollo di Intesa, quali responsabili del coordinamento e della tenuta dei rapporti tra l'Autorità e la Guardia di Finanza il Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità, quanto agli aspetti programmatici, e il Responsabile dell'Unità Programmazione e Coordinamento della Direzione Vigilanza e Controllo, quanto agli aspetti operativi;
3. di trasmettere il presente provvedimento alla Guardia di Finanza;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

15 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

Allegato A

Autorità per l'energia elettrica e il gas **Guardia di Finanza**

PROTOCOLLO DI INTESA
RELATIVO AI RAPPORTI DI COLLABORAZIONE TRA L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS E LA GUARDIA DI FINANZA

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) e la Guardia di Finanza:

Premesso che:

- l'esercizio della funzione conoscitiva è essenziale per l'Autorità ai fini del consapevole ed incisivo svolgimento della potestà di regolazione e di controllo dei servizi di pubblica utilità di sua competenza;

- l'Autorità acquisisce elementi di informazione e di valutazione attraverso un complesso di poteri conoscitivi ed ispettivi puntualmente individuati dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

- lo sviluppo della funzione conoscitiva e di controllo esige l'esercizio da parte dell'Autorità di poteri di accertamento, sotto forma anche di ispezioni e sopralluoghi, presso gli esercenti i servizi di pubblica utilità;

- per lo svolgimento delle proprie funzioni l'Autorità può avvalersi della collaborazione di Pubbliche Amministrazioni, di Enti o Istituzioni dello Stato;

- la centralità dei poteri conoscitivi e la connessa possibilità di avvalersi della collaborazione di pubbliche amministrazioni o di altri organismi statali trovano esplicito riconoscimento anche nella disciplina di altre Autorità Indipendenti.

Premesso, altresì, che:

- con provvedimenti del Comandante Generale della Guardia di Finanza:

  – 21 luglio 1995, n. 252759/310 è stato costituito un reparto specificamente incaricato di prestare collaborazione sul versante ispettivo a favore dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, denominato "Centro Tutela Concorrenza e Mercato della Guardia di Finanza";

  – 23 dicembre 1999, n. 418000 detto "Centro Tutela", a seguito della ristrutturazione ordinativa del Corpo, è stato ridenominato "Nucleo Speciale Tutela Concorrenza e Mercato della Guardia di Finanza" e orientato a prestare collaborazione anche a favore dell'Autorità;

  – 9 giugno 2004, n. 192800 detto "Nucleo Speciale", a seguito della revisione ordinativa del Comando dei Reparti Speciali del Corpo, è stato soppresso ed è stato istituito il "Nucleo Speciale Tutela Mercati della Guardia di Finanza", orientato a prestare collaborazione anche a favore dell'Autorità;

- con delibera 22 aprile 2004, n. 60/04, recante: "Avvalimento della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico", l'Autorità si è avvalsa di detta Cassa Conguaglio per intensificare ed estendere le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione nonché per la costituzione di un Comitato di esperti con il compito di predisporre un Regolamento per l'effettuazione di dette verifiche e sopralluoghi;

- con delibera 14 dicembre 2004, n. 215/04, l'Autorità ha approvato il "Regolamento per l'effettuazione di verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica" alimentati come innanzi indicato;

- l'Autorità, per esercitare o intensificare i poteri di accertamento, sotto forma di ispezioni e di controlli, presso gli esercenti i servizi di pubblica utilità, può con proprio provvedimento, avvalersi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico;

- con delibera 20 ottobre 2004, n. 182/04, l'Autorità ha adottato il "Regolamento di organizzazione e funzionamento" (di seguito: il Regolamento di organizzazione), delineando il nuovo modello organizzativo dell'Autorità stessa;

- il Regolamento di organizzazione ha istituito la nuova "Direzione Vigilanza e Controllo" che gestisce e sviluppa attività di controllo e ispezioni riguardanti impianti, processi, servizi ed operatori del settore elettrico e del gas al fine di verificare la corretta applicazione della normativa vigente, segnalando eventuali illeciti e/o omissioni o necessità di integrazione della normativa.

Visti:

- l'art. 2, comma 22, della legge n. 481/95, secondo cui le Pubbliche Amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle sue funzioni;

- l'art. 2, comma 20, lett. b) della legge n. 481/95, il quale prevede che l'Autorità effettua controlli in ordine al rispetto delle convenzioni e degli eventuali contratti di programma che disciplinano l'esercizio del servizio in concessione, nonché del regolamento di servizio predisposto dal soggetto esercente il servizio;

- gli artt. 2, comma 20, lett. a), 2, comma 12, lett. g) e 2, comma 38, della legge n. 481/95, che abilitano l'Autorità a svolgere controlli relativi al versamento, da parte dei soggetti esercenti il servizio, del contributo all'onere derivante dal funzionamento dell'Autorità medesima;

- l'art. 2, comma 20, lett. c), della legge n. 481/95, che abilita l'Autorità ad irrogare sanzioni amministrative pecuniarie in caso di inosservanza dei propri provvedimenti o in caso di inottemperanza da parte di soggetti esercenti il servizio alle richieste di informazioni o a quelle connesse all'effettuazione dei controlli ovvero nel caso in cui le informazioni e i documenti acquisiti non siano veritieri;

- l'art. 2, comma 20, lett. c), della legge n. 481/95, che abilita altresì l'Autorità, in caso di reiterazione delle sopra citate trasgressioni, a sospendere l'attività d'impresa fino a sei mesi ovvero a proporre al Ministro competente la sospensione o la decadenza della concessione;

- l'art. 2, comma 27, della legge n. 481/95, che attribuisce all'Autorità autonomia organizzativa ed amministrativa;

- l'art. 3, commi 1 e 2, del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68, il quale stabilisce che il Corpo della Guardia di Finanza, in relazione alle proprie competenze in materia economica e finanziaria, collabora con le Autorità Indipendenti che ne facciano richiesta e che nell'espletamento di tali attività i militari della Guardia di Finanza agiscono con le facoltà e i poteri previsti dalle leggi e dai regolamenti vigenti;

- il Regolamento recante "Disciplina delle procedure istruttorie dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas", emanato con D.P.R. 9 maggio 2001, n. 244.

Tutto ciò premesso e visto, l'Autorità e la Guardia di Finanza concordano di disciplinare la loro collaborazione nei seguenti termini.

TITOLO I

Disposizioni Generali

Articolo 1

Definizioni

Ai fini del presente Protocollo di Intesa si applicano le seguenti definizioni:

a) Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

b) la legge n. 481/95 è la legge 14 novembre 1995, n. 481;

c) il Nucleo Speciale Tutela Mercati è il reparto della Guardia di Finanza istituito allo scopo di collaborare anche con l'Autorità;

d) gli accertamenti sono le attività di ispezione e di controllo, nella sede dei soggetti esercenti il servizio di pubblica utilità, dell'ottemperanza della normativa, dei provvedimenti e degli atti dell'Autorità;

e) l'atto di programma numerico annuale è il provvedimento con cui l'Autorità stabilisce gli accertamenti ordinari, sulla base del quale vengono effettuate le attività disciplinate dal presente Protocollo di Intesa;

f) gli accertamenti straordinari sono quelli disposti volta per volta, tramite provvedimento, dall'Autorità e non inseriti nell'atto di programma numerico annuale di cui alla precedente lettera e);

g) la lettera di richiesta è la nota con la quale l'Autorità o la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico chiede la collaborazione al Nucleo Speciale Tutela Mercati della Guardia di Finanza, sul singolo specifico intervento programmato o straordinario, nell'ambito di applicazione del presente Protocollo di Intesa;

h) il procedimento o intervento ispettivo è una sequenza di atti giuridici ed operazioni di controllo effettuate nella sede dei soggetti esercenti il servizio di pubblica utilità;

i) la relazione o rapporto ispettivo è il compendio degli atti e delle risultanze dell'attività compiute.

TITOLO II

Attività di collaborazione

Articolo 2

Rapporti di collaborazione

2.1. La Guardia di Finanza collabora con l'Autorità per lo svolgimento, su tutto il territorio nazionale, di accertamenti nei confronti dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori dell'energia elettrica e del gas. Il reparto della Guardia di Finanza individuato per assicurare gli adempimenti connessi all'attività di collaborazione dell'Autorità è esclusivamente il Nucleo Speciale Tutela Mercati.

2.2. Le attività da svolgersi sono stabilite nell'ambito di un programma numerico annuale definito d'intesa tra l'Autorità ed il Comando Reparti Speciali della Guardia di Finanza.

2.3. Gli accertamenti, sia programmati che straordinari, sono disposti, tramite provvedimento, esclusivamente dall'Autorità e sono svolti dal Nucleo Speciale Tutela Mercati su richiesta dell'Autorità o della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, mediante la trasmissione al Nucleo Speciale stesso della lettera di cui al successivo articolo 5, comma 5.1.

2.4. L'Autorità o la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico fornisce al Nucleo Speciale Tutela Mercati le informazioni e gli elementi utili ai fini dello svolgimento degli accertamenti e per il buon andamento della collaborazione istituita e disciplinata dal presente Protocollo di Intesa.

Articolo 3

Segnalazioni

Il Nucleo Speciale Tutela Mercati segnala all'Autorità ogni notizia relativa a presunte violazioni alla normativa, ai provvedimenti o agli atti della stessa, sottoponendole altresì ogni elemento conoscitivo, autonomamente acquisito dallo stesso e dagli altri reparti della Guardia di Finanza, che ritenga rilevante ai fini dell'esercizio dei poteri nella titolarità dell'Autorità.

Articolo 4

Relazione, incontri e scambio di informazioni

4.1. Tra l'Autorità e il Nucleo Speciale Tutela Mercati si svolgono incontri periodici per la verifica delle modalità operative attinenti alla collaborazione istituita e disciplinata dal presente Protocollo di Intesa.

4.2. L'Autorità e il Nucleo Speciale Tutela Mercati si impegnano a realizzare un interscambio di dati e di notizie utili al perseguimento delle finalità collaborative, concordando le modalità per la realizzazione di detto interscambio negli incontri periodici di cui al comma 4.1.

4.3. L'Autorità comunica al Nucleo Speciale Tutela Mercati i suoi provvedimenti su questioni di particolare rilevanza che possano avere attinenza a profili di competenza della Guardia di Finanza.

TITOLO III

Procedure di accertamento

Articolo 5

Lettera di richiesta

5.1. Ogni attività collaborativa viene svolta dal Nucleo Speciale Tutela Mercati sulla base di una lettera di richiesta dell'Autorità o della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, che indica:

a) estremi del provvedimento dell'Autorità che dispone gli accertamenti;

b) oggetto e lo scopo del controllo;

c) fatti e le circostanze in ordine ai quali si intendono effettuare i controlli;

d) soggetti presso i quali effettuare i controlli;

e) soggetti che eventualmente collaborano all'effettuazione dei controlli;

f) modalità per l'effettuazione dei controlli;

g) sanzioni applicabili nelle ipotesi di rifiuto, omissione o ritardo, senza giustificato motivo, nell'ottemperanza alle richieste connesse all'effettuazione dei controlli;

h) ufficio presso il quale è possibile prendere visione degli atti e dei documenti relativi al procedimento ispettivo;

i) ufficio al quale dovrà essere inoltrata la relazione ispettiva.

5.2. La lettera di richiesta di cui all'art. 5, comma 1, viene esibita al soggetto sottoposto a controllo all'inizio del procedimento ispettivo.

Articolo 6

Accertamenti

6.1. Gli accertamenti possono effettuarsi mediante accessi, ispezioni ed acquisizioni della documentazione e delle notizie utili, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lett. g), della legge n. 481/95.

6.2. Gli accertamenti possono effettuarsi anche in relazione al rispetto degli atti di cui all'art. 2, commi 36 e 37, della legge n. 481/95, ed al versamento del contributo da parte dei soggetti esercenti il servizio, ai sensi dell'art. 2, comma 38, della legge n. 481/95.

6.3. Gli accertamenti possono esser svolti:

a) da personale dell'Autorità e/o della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, eventualmente affiancati da esperti dagli stessi delegati, assistiti da militari del Nucleo Speciale Tutela Mercati e/o di altri reparti della Guardia di Finanza dallo stesso Nucleo delegati;

b) direttamente da personale del Nucleo Speciale Tutela Mercati e/o di altri reparti della Guardia di Finanza dallo stesso Nucleo delegati, eventualmente affiancati da personale e/o esperti delegati dall'Autorità e/o da personale e/o esperti delegati dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

6.4. Il personale della Guardia di Finanza di cui al precedente comma, lettere a) e b) esercita i suoi poteri su presentazione della lettera di richiesta di cui all'articolo 5, c. 2.

Articolo 7

Esito degli accertamenti

Il Nucleo Speciale Tutela Mercati riferisce e trasmette, unitamente alla documentazione acquisita, l'esito degli accertamenti di cui al precedente art. 6 all'Autorità o alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, salvi gli obblighi di segnalazione all'Autorità Giudiziaria, ai sensi dell'articolo 331 del codice di procedura penale, ed alla Procura della Corte dei Conti, ai sensi dell'art. 1 e seguenti della legge 14 gennaio 1994, n. 20.

TITOLO IV

Disposizioni finali

Articolo 8

Profili didattici e formativi

L'Autorità organizza incontri, corsi e seminari in favore del personale della Guardia di Finanza interessato alle specifiche attività oggetto del presente Protocollo di Intesa, ovvero partecipa con proprio personale a corsi della stessa tipologia attivati dalla Guardia di Finanza.

Articolo 9

Disposizioni amministrative

9.1. Le spese di viaggio e di soggiorno sostenute dal personale del Comando Generale, del Comando Reparti Speciali, del Comando Tutela dell'Economia e del Nucleo Speciale Tutela Mercati per le attività di collaborazione oggetto del presente Protocollo di Intesa sono a carico dell'Autorità.

9.2. Le spese relative all'acquisto ed alla gestione della strumentazione necessaria all'effettuazione degli accertamenti, previsti dal presente Protocollo di Intesa, sono a carico dell'Autorità. Detti beni permangono di proprietà dell'Autorità.

Articolo 10

Integrazioni e modifiche

Il presente Protocollo di Intesa può essere integrato e modificato di comune accordo tra le parti firmatarie, anche per tener conto di aspetti nuovi che potranno emergere nel corso della collaborazione e dall'esigenza di meglio definire o precisare strumenti e modalità della collaborazione stessa.

Articolo 11

Responsabili dell'accordo

11.1. L'Autorità ed il Comando Generale – III Reparto – individuano le linee strategiche dell'attività di collaborazione, verificandone periodicamente l'andamento.

11.2. Responsabili del coordinamento e della tenuta dei rapporti di cui al presente Protocollo di Intesa sono:

- quanto agli aspetti programmatici, per l'Autorità il Direttore della Direzione Vigilanza e Controllo e, per la Guardia di Finanza, il Comandante dei Reparti Speciali;

- quanto agli aspetti operativi, per l'Autorità il Responsabile dell'Unità Programmazione e Coordinamento e, per la Guardia di Finanza, il Comandante del Nucleo Speciale Tutela Mercati.

Roma, lì

Per
l'Autorità per l'energia elettrica e il gas
Il Presidente
Ing. Alessandro Ortis

____

Per
la Guardia di Finanza
Il Comandante Generale
Gen. C.A. Roberto Speciale

____

06A00182

DELIBERAZIONE 19 dicembre 2005.

Integrazioni e modifiche della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 12 dicembre 2003, n. 152/03 in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali e di reti di trasporto. (Deliberazione n. 277/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 dicembre 2005

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- il decreto del Ministero delle attività produttive 29 settembre 2005 (di seguito: decreto 29 settembre 2005);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 12 dicembre 2003, n. 152/03 (di seguito: deliberazione n. 152/03).

Considerato che:

- l'Autorità con la deliberazione n. 152/03 ha stabilito disposizioni in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas distribuito a mezzo di gasdotti locali;
- il Comitato Italiano Gas (di seguito: Cig), al quale la deliberazione n. 152/03 ha affidato tra l'altro il compito di stipulare il contratto nazionale di assicurazione a favore di tutti i clienti finali civili del gas, ha provveduto ad estendere in via volontaria, a far data dal 14 giugno 2005, la copertura assicurativa anche ai clienti finali civili che vengono forniti direttamente da reti di trasporto;
- il Ministro delle attività produttive con il decreto 29 settembre 2005 ha esteso alle imprese di trasporto regionale quanto disposto dall'Autorità per i distributori di gas in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas, prevedendo che l'Autorità adotti i necessari provvedimenti per dare attuazione a quanto stabilito dal decreto stesso;
- il Cig ha fatto pervenire all'Autorità una nota (Prot. 28684 del 2 dicembre 2005) con la quale ha segnalato che la comunicazione relativa all'assicurazione di cui alla deliberazione n. 152/03, riportata sulle fatture inviate dalle imprese di

vendita ai clienti finali del gas, spesso risulta non chiara ed ha formulato proposte per migliorare le informazioni rese disponibili ai clienti finali;

- l'esistenza dell'assicurazione di cui alla deliberazione n. 152/03 non è ancora a conoscenza di tutti i clienti finali civili del gas.

Ritenuto che:

- al fine di dare attuazione a quanto disposto dal decreto 29 settembre 2005 si rendano necessarie integrazioni e modifiche alla deliberazione n. 152/03 che disciplinano l'estensione alle imprese di trasporto regionale di quanto già previsto per i distributori in tema di assicurazione dei clienti finali civili del gas da parte della medesima deliberazione n. 152/03 nel caso in cui siano presenti clienti finali civili forniti direttamente dalla rete di trasporto regionale;
- sia altresì opportuno estendere le disposizioni contenute nella deliberazione n. 152/03 anche alle imprese di trasporto nazionale, laddove siano forniti direttamente dalla rete di trasporto nazionale clienti finali civili, che già usufruiscono, se pure in via volontaria, delle coperture assicurative ai sensi della stessa deliberazione n. 152/03;
- l'estensione della deliberazione n. 152/03 alle imprese di trasporto nazionale di cui al precedente alinea si rende necessaria al fine sia di assicurare la copertura dei costi derivanti dall'assicurazione sia di evitare disparità di tutela dei clienti finali civili del gas soprattutto in relazione alle informazioni da rendere disponibili perché i clienti finali civili possano avvalersi all'occorrenza dell'assicurazione;
- sia opportuno, tenuto conto di quanto già formulato dall'Autorità a suo tempo in consultazione e delle recenti proposte inviate dal Cig, integrare gli obblighi di informazione previsti dalla deliberazione n. 152/03 al fine di garantire a tutti i clienti finali civili del gas informazioni complete, comprensibili ed uniformi in tema di assicurazione ai sensi della stessa deliberazione n. 152/03

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 12 dicembre 2003, n. 152/03:
   a. nel titolo del provvedimento dopo le parole "a mezzo di gasdotti locali" sono aggiunte le parole "o di reti di trasporto";
   b. all'articolo 1, comma 1, sono aggiunte le seguenti definizioni con conseguente modifica dell'ordine alfabetico delle definizioni stesse:
      - "attività di trasporto" è il servizio di trasporto e di dispacciamento di gas naturale o anche solo di trasporto di gas naturale svolto attraverso reti di gasdotti, esclusi i gasdotti di coltivazione e le reti di distribuzione;
      - "impresa di trasporto" è il soggetto che svolge l'attività di trasporto;
      - "rete di trasporto" è la rete nazionale di gasdotti o una rete regionale di gasdotti;

- "rete nazionale di gasdotti" è la rete di trasporto definita con decreto del Ministero delle Attività Produttive ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00;
- "reti regionali di gasdotti" sono le reti di gasdotti per mezzo delle quali viene svolta l'attività di trasporto ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera ii) del decreto legislativo n. 164/00, esclusa la rete nazionale di gasdotti;

c. all'articolo 1, comma 1, nella definizione "cliente finale civile" dopo le parole "a mezzo di un impianto di distribuzione" sono aggiunte le parole "o di una rete di trasporto";

d. all'articolo 1, comma 1, nella definizione "punto di consegna" dopo le parole "o gestito dal cliente finale;" sono aggiunte le parole "nel caso di cliente finale fornito direttamente da una rete di trasporto è il punto di confine tra la rete di proprietà dell'impresa di trasporto o gestita da essa e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente finale;";

e. all'articolo 2, comma 1, dopo le parole "tramite un impianto di distribuzione" sono aggiunte le parole "o una rete di trasporto";

f. all'articolo 2, comma 3, dopo le parole "dalla componente addizionale della tariffa di distribuzione" sono aggiunte le parole "e dalla componente addizionale della tariffa di trasporto";

g. all'articolo 3, comma 2, lettera *e*, il punto iv) è sostituito dal seguente:
"iv) le modalità che i distributori e le imprese di trasporto debbono seguire per il versamento alla Cassa degli importi di cui al comma 5.1, lettera a), e di cui al comma 5.4, lettera a), e degli eventuali interessi di mora.";

h. all'articolo 4, comma 1, dopo le parole "dell'addizionale sulla tariffa di distribuzione" sono aggiunte le parole "e dell'addizionale sulla tariffa di trasporto";

i. all'articolo 4, comma 2, dopo le parole "le modalità che i distributori" sono aggiunte le parole "e le imprese di trasporto";

j. all'articolo 4, il comma 4 è sostituito dal seguente:
"4.4 La Cassa riscuote gli importi non versati da parte dei distributori e delle imprese di trasporto applicando gli interessi di mora di cui al comma 4.2 sulla base delle informazioni di cui al comma 5.1, lettera a) e di cui al comma 5.4, lettera a).";

k. all'articolo 4, comma 5, dopo le parole "somme ricevute dai distributori" sono aggiunte le parole "e dalle imprese di trasporto";

l. nel titolo dell'articolo 5 dopo le parole "del distributore" sono aggiunte le parole "e dell'impresa di trasporto";

m. all'articolo 5, il comma 3 è sostituito dal seguente:
"5.3 Il distributore pubblica nel proprio sito internet, in una sezione facilmente accessibile individuata come "assicurazione clienti finali", le informazioni di cui al comma 3.2, lettera e), punti i), ii) e iii) e il testo riportato in Allegato B.";

n. all'articolo 5, dopo il comma 3, sono aggiunti i seguenti commi:
"5.4 Con decorrenza dall'1 ottobre 2006 l'impresa di trasporto, nel caso vi siano clienti finali civili forniti direttamente dalle reti di trasporto da essa gestite:

a) determina entro il 15 novembre di ogni anno, tenuto conto di quanto indicato dal comma 7.5, il numero dei clienti finali civili allacciati alle reti di trasporto da essa gestite alla data del 30 settembre dell'anno termico precedente e gli importi da addebitare agli utenti del servizio di trasporto collegati ai clienti finali civili di cui sopra, calcolati ai sensi del medesimo comma 7.5; comunica tali informazioni entro la stessa data alla Cassa;
b) addebita, entro il 30 novembre di ogni anno, gli importi di cui alla precedente lettera a) agli utenti del servizio di trasporto collegati ai clienti finali civili di cui sopra.

5.5 Entro il 31 gennaio 2007, e successivamente con cadenza annuale entro lo stesso termine, l'impresa di trasporto, nel caso vi siano clienti finali civili forniti direttamente dalle reti di trasporto da essa gestite, versa alla Cassa gli importi di cui al comma 5.4, lettera a). Il ritardato versamento comporta il pagamento da parte dell'impresa di trasporto degli interessi di mora nella misura stabilita dalla Cassa.

5.6 L'impresa di trasporto, nel caso vi siano clienti finali civili forniti direttamente dalle reti di trasporto da essa gestite, pubblica nel proprio sito internet, in una sezione facilmente accessibile individuata come "assicurazione clienti finali", le informazioni di cui al comma 3.2, lettera e), punti i), ii) e iii) e il testo riportato in Allegato B.";

o. all'articolo 6, comma 1, dopo le parole "gli importi di cui al comma 5.1, lettera b)" sono aggiunte le parole "e all'impresa di trasporto gli importi di cui al comma 5.4, lettera b)";

p. all'articolo 6, la lettera *b* del comma 2 è sostituita dalla seguente:
"b) pubblica almeno una volta nell'anno termico sulla bolletta del gas una nota informativa sull'assicurazione, indicando il numero verde e l'indirizzo e-mail messi a disposizione dal Cig; inserisce inoltre in ogni bolletta del gas, evidenziandola a parte, la dicitura "ASSICURAZIONE CLIENTI FINALI – Chiunque usi, anche occasionalmente, il gas fornito tramite reti di distribuzione urbana o reti di trasporto, beneficia in via automatica di una copertura assicurativa contro gli incidenti da gas, ai sensi della delibera n. 152/03 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Per ulteriori informazioni si può contattare direttamente il Cig al numero verde 800929286 o con le modalità indicate nel suo sito internet www.cig.it, alla pagina intitolata "Assicurazione utenti finali";";

q. all'articolo 6, la lettera *d* del comma 2 è sostituita dalla seguente:
"d) pubblica nel proprio sito internet, in una sezione facilmente accessibile individuata come "assicurazione clienti finali", le informazioni di cui al comma 3.2, lettera e), punti i), ii) e iii) e il testo riportato in Allegato B."

r. all'articolo 6, il comma 3 è sostituito dal seguente:
"6.3 Con decorrenza dall'1 ottobre 2004, il venditore trasmette entro il 31 ottobre di ogni anno al distributore ed all'impresa di trasporto una comunicazione contenente:

a) il numero dei clienti finali civili forniti dagli impianti gestiti dal distributore o direttamente dalle reti dell'impresa di trasporto alla data del 30 settembre precedente;
b) l'elenco nominativo dei clienti finali, diversi da quelli di cui alla lettera a), forniti dagli impianti gestiti dal distributore o direttamente dalle reti dell'impresa di trasporto alla data del 30 settembre precedente.";

s. nel titolo dell'articolo 7 dopo le parole "alla tariffa di distribuzione" sono aggiunte le parole "e alla tariffa di trasporto";

t. all'articolo 7, dopo il comma 4 è aggiunto il seguente comma:
"7.5 Con decorrenza dall'1 ottobre 2006, l'impresa di trasporto, nel caso vi siano clienti finali civili forniti direttamente dalle reti di trasporto da essa gestite, ai fini della determinazione della componente addizionale alla tariffa di trasporto applica quanto disposto dai precedenti commi 7.1, 7.2 e 7.3 con riferimento al servizio di trasporto ed ai clienti finali civili forniti direttamente dalle reti di trasporto da essa gestite alla data del 30 settembre dell'anno termico precedente a quello considerato e del 30 settembre dell'anno termico considerato.";

u. all'articolo 8, dopo il comma 6, è aggiunto il seguente comma:
"8.7 Limitatamente all'anno termico 2005-2006:
a) il venditore:
(i) entro il 15 gennaio 2006 trasmette all'impresa di trasporto la comunicazione di cui al comma 6.3 con riferimento ai clienti finali civili forniti direttamente da reti di trasporto;
(ii) entro il 30 giugno 2006 attua quanto disposto dai commi 6.2, lettere b) e d);
b) l'impresa di trasporto:
(i) entro il 31 gennaio 2006 determina, tenuto conto di quanto indicato dal comma 7.5, il numero dei clienti finali civili forniti direttamente dalle reti di trasporto da essa gestite alla data del 30 settembre 2005 e gli importi da addebitare agli utenti del servizio di trasporto collegati ai clienti finali civili di cui sopra, calcolati ai sensi del comma 7.5; entro la stessa data comunica tali informazioni alla Cassa;
(ii) entro il 15 febbraio 2006 addebita gli importi di cui al precedente punto (i) agli utenti del servizio di trasporto collegati ai clienti finali civili forniti direttamente dalle reti da essa gestite;
(iii) entro il 28 febbraio 2006 versa alla Cassa gli importi di cui al precedente punto (i). Il ritardato versamento comporta il pagamento da parte dell'impresa di trasporto degli interessi di mora nella misura stabilita dalla Cassa.";

v. all'articolo 9, comma 1, le parole "l'Allegato A che ne costituisce parte integrante e sostanziale" sono sostituite dalle parole "l'Allegato A e l'Allegato B che ne costituiscono parte integrante e sostanziale";

w. la deliberazione n. 152/03 è integrata dall'*Allegato B*, allegato al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;

2. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
3. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo della deliberazione dell'Autorità n. 152/03 come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

19 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

Allegato B

ASSICURAZIONE CLIENTI FINALI

Chiunque usi, anche occasionalmente, gas metano o altro tipo di gas fornito tramite reti di distribuzione urbana o reti di trasporto, beneficia in via automatica di una copertura assicurativa contro gli incidenti da gas, ai sensi della delibera n. 152/03 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
La copertura assicurativa è valida su tutto il territorio nazionale; da essa sono esclusi:

a. i clienti finali di gas metano caratterizzati da un consumo annuo superiore a 200.000 metri cubi alle condizioni standard per utilizzi industriali;
b. i clienti finali di gas metano caratterizzati da un consumo annuo superiore a 300.000 metri cubi alle condizioni standard per utilizzi ospedalieri;
c. i consumatori di gas metano per autotrazione.

Le garanzie prestate riguardano: la responsabilità civile nei confronti di terzi, gli incendi e gli infortuni, che abbiano origine negli impianti e negli apparecchi a valle del punto di consegna del gas (a valle del contatore). L'assicurazione è stipulata dal Cig (Comitato Italiano Gas) per conto dei clienti finali.
Per ulteriori dettagli in merito alla copertura assicurativa e alla modulistica da utilizzare per la denuncia di un eventuale sinistro si può contattare direttamente il Cig al numero verde 800929286 o con le modalità indicate nel suo sito internet www.cig.it**,** alla pagina "Assicurazione utenti finali".".

06A00183

DELIBERAZIONE 19 dicembre 2005.

Proroga dei termini per la comunicazione dei dati relativi agli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas per l'anno termico 2004-2005 di cui all'art. 11, commi 2 e 5, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 marzo 2004, n. 40/04. (Deliberazione n. 278/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 dicembre 2005

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 18 marzo 2004, n. 40/04 e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 40/04);
- la deliberazione dell'Autorità 20 settembre 2005, n. 192/05 (di seguito: deliberazione n. 192/05).

Considerato che:

- con il punto 4 della deliberazione n. 192/05 l'Autorità ha deciso di avviare un'istruttoria conoscitiva sui comportamenti adottati dai distributori e dai venditori di gas per dare attuazione alla deliberazione n. 40/04;
- la deliberazione n. 40/04 impone, all'articolo 11, comma 2, che i distributori di gas con più di 5.000 clienti finali allacciati al 31 dicembre 2003, siano tenuti, a partire dall'1 ottobre 2005 ed entro il 31 dicembre di ogni anno, ad inviare all'Autorità i dati relativi agli accertamenti effettuati sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas; tali dati sono necessari per il completamento della istruttoria conoscitiva avviata ai sensi della deliberazione n.192/05;
- l'articolo 11, comma 5, della deliberazione n. 40/04 impone altresì ai distributori di gas di cui al precedente alinea, a partire dall'1 ottobre 2005 ed entro il 31 dicembre di ogni anno, di comunicare ad ogni Comune nel territorio del quale ha svolto l'attività di distribuzione del gas nell'anno termico precedente i dati relativi agli impianti di utenza, sui quali ha effettuato l'accertamento, affinché il Comune stesso possa effettuare verifiche presso gli impianti di utenza ai sensi dell'articolo 14 della deliberazione n. 40/04;
- sono pervenute segnalazioni da parte delle associazioni di categoria Anigas e Federutility, le quali hanno richiesto di prorogare di sei mesi i termini di cui sopra previsti dai commi 2 e 5 dell'articolo 11 della deliberazione n. 40/04.

Ritenuto che:

- sia da accogliere la richiesta avanzata dalle associazioni di categoria Anigas e Federutility di proroga dei termini di cui sopra previsti dai commi 2 e 5 dell'articolo 11 della deliberazione n. 40/04, stanti le difficoltà che hanno caratterizzato i primi mesi di attuazione della deliberazione n. 40/04 e le novità introdotte dalla deliberazione n. 192/05;
- tuttavia, tale proroga sia da limitare ad un mese, date:
  - l'esiguità dei dati da comunicare all'Autorità e la necessità di pervenire in tempi rapidi alla conclusione dell'istruttoria conoscitiva avviata ai sensi della deliberazione n. 192/05, anche al fine di adottare tempestivamente eventuali provvedimenti nei confronti di quei soggetti che risultassero non avere adottato comportamenti adeguati per minimizzare i disagi per i clienti finali nei primi mesi di attuazione della deliberazione n. 40/04;
  - la necessità dei Comuni di disporre nel più breve tempo possibile dei dati relativi agli accertamenti effettuati dai distributori al fine di effettuare a loro volta tempestivamente le verifiche presso gli impianti di utenza ai sensi dell'articolo 14 della deliberazione n. 40/04

DELIBERA

1. di prorogare, limitatamente all'anno termico 2004-2005, al 31 gennaio 2006 i termini previsti dall'articolo 11, commi 2 e 5, della deliberazione dell'Autorità 18 marzo 2004, n. 40/04;
2. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

19 dicembre 2005 Il Presidente Alessandro Ortis

06A00184

DELIBERAZIONE 19 dicembre 2005.

Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi. (Deliberazione n. 281/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 dicembre 2005

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, recante attuazione della direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il provvedimento Cip 29 aprile 1992, n 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 109, del 12 maggio 1992 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 15 del 19 gennaio 2001, recante approvazione della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: il Codice di trasmissione e dispacciamento).
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 marzo 2000, n.52/00, recante direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete), ora Terna – Rete elettrica nazionale Spa (di seguito TERNA) per l'adozione di regole tecniche ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: deliberazione n. 52/00);
- la deliberazione dell'Autorità 26 marzo 2002, n. 50/02 (di seguito: deliberazione n. 50/02), recante condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessioni di terzi (di seguito: servizio di connessione);

- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: deliberazione n. 5/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2004, n. 136/04 (di seguito: deliberazione n. 136/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, recante direttive al Gestore della rete per l'adozione del Codice di trasmissione e dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004 (di seguito: deliberazione n. 250/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2005, n. 79/05 (di seguito: deliberazione n. 79/05);
- il documento per la consultazione 17 marzo 2005, relativo alle condizioni economiche per il servizio di connessione per gli impianti di produzione di energia elettrica (di seguito: documento per la consultazione 17 marzo 2005);
- il documento per la consultazione 1 agosto 2005, recante schema di direttive alle imprese distributrici per la definizione di regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione (di seguito: documento per la consultazione 1 agosto 2005);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2005, n. 79/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2005, n. 226/05.
- le regole tecniche per la connessione alla rete di trasmissione nazionale adottate dal Gestore della rete in conformità alla deliberazione n. 52/00;
- le regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione sinora applicate in via autonoma dalle imprese distributrici.

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità definisca le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti; e che, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera h), della medesima legge, l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte degli esercenti, in particolare per il servizio di connessione alle reti elettriche;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, stabilisce che il Gestore della rete ha l'obbligo di connettere alla rete di nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche di cui al comma 6 del medesimo articolo e le condizioni tecnico economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità; e che l'eventuale rifiuto di accesso alla rete deve essere debitamente motivato dal medesimo gestore;
- l'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, stabilisce che le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia.

- con deliberazione n. 50/02, l'Autorità ha stabilito condizioni di carattere procedurale per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi rimandando ad un successivo provvedimento la determinazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di connessione, unitamente alla determinazione dell'ammontare della fideiussione a garanzia finanziaria da parte dei soggetti richiedenti la connessione, nonché del corrispettivo a copertura delle attività di analisi tecnica relative all'elaborazione di una soluzione per la connessione; e che, a tal fine, i gestori di rete dovevano inviare all'Autorità, ai sensi dell'articolo 8:
  a) comma 8.3, lettera a), della predetta deliberazione, un rapporto circa la determinazione dei parametri economici per il calcolo del corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative ad una richiesta di connessione;
  b) comma 8.3, lettera b), della predetta deliberazione un rapporto circa la determinazione dei parametri economici per il calcolo dell'ammontare della fideiussione di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera b), della medesima deliberazione, nonché per la fissazione delle caratteristiche della fideiussione stessa;
  c) comma 8.5, della predetta deliberazione, un rapporto contenente la stima dei costi relativi a ciascuna delle soluzioni tecniche per la realizzazione della connessione alla rete di cui all'articolo 3, comma 3.2, lettera f), della medesima deliberazione;
- in applicazione delle disposizioni richiamate al precedente alinea, gran parte dei gestori di rete hanno trasmesso all'Autorità i rapporti richiesti dai quali si evince:
  a) una sensibile differenziazione dei parametri indicati a parità di soluzione di connessione e di caratteristiche elettriche del soggetto richiedente la connessione; e che tale differenziazione trova spiegazione nel fatto che gli ambiti di alcuni gestori di rete presentano caratteristiche estremamente differenti tra loro, sia in termini di numerosità dei clienti serviti, di tipologia di prelievo degli stessi clienti, di soluzioni tecnologiche utilizzate, di estensione territoriale dell'area di competenza e di tipologia di territorio servito; in conseguenza di ciò, i gestori di rete hanno rappresentato che la valutazione dei costi per la connessione può essere effettuata in maniera precisa solo a valle dell'individuazione della specifica soluzione da adottarsi;
  b) che, con riferimento alla proposta per la determinazione dei parametri economici per il calcolo dell'ammontare della fideiussione, si rileva una sostanziale omogeneità delle proposte trasmesse circa il fatto che l'ammontare della fideiussione debba coprire l'intero costo di realizzazione a carico dei medesimi gestori di rete;
- in ragione delle considerazioni di cui alla lettera a) si è reso necessario procedere ad ulteriori approfondimenti, anche attraverso confronti con i gestori di rete, al fine delle relative determinazioni in materia;
- il decreto legislativo n. 387/03 di attuazione della direttiva 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, per quanto riguarda le disposizioni in materia di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative, all'articolo 12

stabilisce che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, siano di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti; e che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, siano soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico;

- il decreto legislativo n. 387/03 fissa il termine massimo per la conclusione del procedimento per il rilascio della citata autorizzazione in un periodo non superiore a centottanta giorni;
- il decreto legislativo n. 387/03, per quanto riguarda l'erogazione del servizio di connessione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, all'articolo 14 stabilisce che l'Autorità emani specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione di detto servizio prevedendo:
  a) la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per la realizzazione degli impianti di utenza e di rete per la connessione;
  b) le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi, a carico del produttore, per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione della soluzione definitiva di connessione;
  c) i criteri per la ripartizione dei costi di connessione tra il nuovo produttore e il gestore di rete;
  d) le regole nel cui rispetto gli impianti di rete per la connessione possono essere realizzati interamente dal produttore, individuando, altresì, i provvedimenti che il gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti e, per i casi nei quali il produttore non intenda avvalersi di tale facoltà, le iniziative che il gestore di rete deve adottare al fine di ridurre i tempi di realizzazione;
  e) la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione di nuovi impianti;
  f) le modalità di ripartizione dei costi fra tutti i produttori che beneficiano delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete. Dette modalità, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente e gli stessi gestori di rete traggono dalle connessioni;
- con deliberazione n. 136/04, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 14 novembre 1995, n. 481 ed all'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica (di seguito: procedimento 136);

- in merito alla definizione delle condizioni di carattere economico per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione superiore ad 1 kV (sia di trasmissione che di distribuzione dell'energia elettrica), l'Autorità, in ragione di quanto indicato ai precedenti alinea, in via preparatoria alle determinazioni di cui alla deliberazione n. 50/02, limitatamente alla connessione di impianti di produzione di energia elettrica, ha pubblicato il documento per la consultazione 17 marzo 2005;
- nell'ambito del procedimento 136, con il documento per la consultazione 1 agosto 2005, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti ai fini della elaborazione da parte delle imprese distributrici di regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione a tensione superiore ad 1 kV;
- per quanto riguarda le regole tecniche di connessione alla rete di trasmissione nazionale, l'Autorità ha pubblicato la deliberazione n. 250/04 e, successivamente, con deliberazione n. 79/05, ha verificato positivamente, per quanto di propria competenza, il Codice di trasmissione e dispacciamento che include, tra l'altro, le disposizioni di carattere tecnico ai fini della connessione alla rete di trasmissione nazionale, nonché le regole per il servizio di dispacciamento, ivi incluse le condizioni per l'abilitazione alla fornitura di risorse ai fini del dispacciamento dell'energia elettrica;
- il documento per la consultazione 17 marzo 2005 prevede che:
  a) il corrispettivo di connessione debba essere riferito unicamente alla porzione di impianto di rete per la connessione per il quale è possibile prefigurare un utilizzo esclusivo da parte del soggetto richiedente la connessione. In tale contesto, l'Autorità ha specificato, inoltre, che:
     i. la parte di impianto di rete per la connessione suscettibile di utilizzo da parte di altri soggetti terzi rispetto al richiedente la connessione, così come eventuali azioni di adeguamento (sviluppo) della rete elettrica esistente in seguito alla richiesta di connessione non rientranti nel citato criterio di univocità di uso, rientrino nel novero degli sviluppi di rete;
     ii. i corrispettivi per la connessione siano determinati dai gestori di rete sulla base dei costi preventivati per ciascuna specifica soluzione per la connessione elaborata dal gestore di rete e accettata dal soggetto richiedente. Ai fini della trasparenza e della non discriminazione, i gestori di rete sono tenuti a pubblicare, unitamente alle soluzioni tecniche convenzionali per la connessione di cui all'articolo 3, comma 3.2, lettera f), della deliberazione n. 50/02, i costi unitari degli elementi che compongono dette soluzioni unitamente alle modalità di formazione del costo a complessivo preventivo;
     iii. le soluzioni tecniche convenzionali ed i costi unitari di cui al precedente punto ii. siano pubblicate sul sito *internet* dell'Autorità; e che la medesima Autorità possa procedere a verifiche di congruità dei predetti costi;
     iv. il soggetto richiedente abbia sempre la facoltà di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione qualora per il medesimo sia configurabile un utilizzo esclusivo dello stesso soggetto richiedente. Tale realizzazione dovrà comunque avvenire sulla base di specifiche tecniche definite dal gestore di rete. Una volta realizzati, tali impianti

vengono ceduti a titolo gratuito al gestore di rete fatta salva l'accettazione degli impianti da parte dello stesso gestore in esito ad opportune verifiche e collaudi (la soluzione per la connessione elaborata dal gestore di rete include anche l'indicazione delle condizioni e dei termini temporali per l'effettuazione delle verifiche e dei collaudi);

v. le infrastrutture di cui al precedente punto iv. non vengano contabilizzate ai fini della determinazione del capitale investito e degli ammortamenti riconosciuti ai fini delle determinazioni di carattere tariffario; e che i gestori di rete tengano separata evidenza della dinamica delle acquisizioni di tali impianti;

b) in alternativa a quanto indicato alla precedente lettera a), l'assegnazione puntuale dei costi relativi ad un impianto di rete per la connessione (sovradimensionato) a fronte di un utilizzo condiviso può essere stabilita mediante un criterio di proporzionalità basato, ad esempio, sulla potenza richiesta per la connessione; e che, in tal caso, sarebbe ipotizzabile la soluzione per la quale:
   i. l'impianto di rete per la connessione è comunque contabilizzato ai fini della revisione del livello di capitale investito su base annuale;
   ii. il gestore di rete definisce un costo unitario per la connessione (rapportato alla massima potenza che è possibile connettere all'impianto di rete per la connessione);
   iii. ciascun soggetto che si connette per il tramite dell'impianto di rete per la connessione in oggetto sostiene un corrispettivo per la connessione proporzionale alla potenza di connessione richiesta;
   iv. i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di connessione (di seguito: ricavi da connessione) dovrebbero essere portati a riduzione dei costi operativi secondo le modalità indicate nella relazione tecnica alla deliberazione n. 5/04;

c) per quanto concerne l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, fermo restando il fatto che i soggetti richiedenti hanno sempre la facoltà di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione secondo specifiche tecniche di progetto definite dal gestore di rete a cui la connessione si riferisce:
   i. nel caso in cui il soggetto richiedente non intenda realizzare direttamente l'impianto di rete per la connessione, si avvalga del gestore di rete corrispondendo al medesimo la differenza, qualora positiva, tra il corrispettivo per la connessione e una soglia ricavata mediante l'applicazione di appositi parametri definiti in funzione del livello di tensione (media o alta tensione), della potenza dell'impianto che si connette e della lunghezza linea elettrica (aerea o in cavo) ricompresa nell'impianto di rete per la connessione; che gli eventuali ricavi corrispondenti ai corrispettivi versati dal soggetto richiedente rientrino nei ricavi da connessione;
   ii. nel caso in cui il soggetto richiedente intenda realizzare direttamente l'impianto di rete per la connessione, il medesimo impianto, una volta terminato sia ceduto al gestore di rete; e che, corrispondentemente, per gli impianti di produzione connessi alla

rete di trasmissione nazionale il corrispettivo di cui all'articolo 19, comma 19.1, del Testo integrato, non sia corrisposto fino a concorrenza della soglia di cui al precedente punto i., mentre per gli impianti di produzione connessi alle reti di distribuzione (in media tensione) la predetta soglia sia riconosciuta contestualmente al riconoscimento della componente di cui all'articolo 17, comma 17.1, lettera b), del Testo integrato nell'arco dei dodici mesi successi all'entrata in servizio dell'impianto (per impianti in alta tensione detto riconoscimento avverrà nel medesimo tempo con modalità stabilite dai gestori di rete in maniera trasparente e non discriminatoria). Gli impianti di rete per la connessione così acquisiti dai gestori di rete sono contabilizzati ai fini della determinazione del capitale investito e degli ammortamenti riconosciuti e i gestori di rete tengono separata evidenza della dinamica delle acquisizioni di tali impianti;

d) per quanto concerne la definizione del corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla richiesta di connessione, sulla base delle proposte formulate dai soggetti interessati ai sensi della deliberazione n. 50/02, tale corrispettivo dovrebbe essere determinato dai gestori di rete secondo la somma di una componente fissa e di una componente variabile determinate secondo valori orientativamente indicati nel citato documento per la consultazione, articolati per tipologia di rete (distribuzione/trasmissione);

e) per quanto concerne la definizione dei parametri della fideiussione posta a garanzia finanziaria da parte dei soggetti richiedenti nei confronti dei gestori di rete, sulla base delle proposte formulate dai soggetti interessati ai sensi della deliberazione n. 50/02, l'ammontare di detta fideiussione dovrebbe essere posto pari al corrispettivo di connessione, al netto di eventuali importi anticipati all'atto dell'accettazione della soluzione per la connessione, ovvero successivamente versati;

- nel documento per la consultazione 17 marzo 2005, l'Autorità ha, altresì, indicato alcuni orientamenti circa l'introduzione di disposizioni aggiuntive in materia di procedure per l'erogazione del servizio di connessione sulla base di alcuni elementi emersi in sede di discussione tecnica nell'ambito del procedimento 136; più precisamente, circa l'opportunità di:

  a) definire un protocollo di intesa tra TERNA e le imprese distributrici al fine della gestione coordinata, da parte dell'impresa distributrice, degli adempimenti relativi al servizio di connessione alle reti di distribuzione, essendo necessario che, a tale fine, TERNA e le imprese distributrici pervengano alla definizione di una *procedura di coordinamento al fine della connessione* che consenta, ferme restando le intestazioni di responsabilità definite nella normativa vigente, la predetta gestione unitaria;

  b) accompagnare la proposta di soluzione per la connessione da un documento recante la tempistica prevista per la realizzazione degli impianti per la connessione dando separata evidenza delle diverse fasi, dei soggetti responsabili e dei fattori a cui le tempistiche delle diverse fasi risultano essere collegate; e che, una volta accettata la proposta per la connessione,

sia data evidenza di ogni singolo adempimento incidente sulla tempistica di realizzazione;

c) estendere l'ambito di applicazione della deliberazione n. 50/02 ad interventi per il rifacimento o la manutenzione straordinaria dell'impianto per la connessione o di parti dell'impianto per la connessione;

- in esito al predetto processo per la consultazione è stato rilevato che:

a) i soggetti interessati hanno espresso un generale consenso per quanto concerne le considerazioni circa l'impossibilità di allocazione puntuale dei costi di nuove infrastrutture realizzate in occasione dell'accoglimento di una richiesta di connessione e, una volta realizzate, utilizzate in maniera condivisa da più soggetti diversi da quelli a cui la richiesta di connessione si riferisce;

b) nonostante quanto indicato alla precedente lettera a), le imprese distributrici hanno rappresentato che detta impossibilità risulta essere particolarmente accentuata nel caso in cui dette realizzazioni si riferiscano a sviluppi di rete volutamente eccedenti le necessità indotte dalla richiesta di connessione, mentre risulta meno rilevante qualora tali realizzazioni risultino dalla necessità di adeguamento delle infrastrutture o delle apparecchiature esistenti al fine del buon esito della connessione e dell'affidabilità del servizio elettrico in seguito all'entrata in esercizio dell'impianto a cui la connessione si riferisce; e che il primo caso può verificarsi con maggiore probabilità nel caso di connessioni alla rete di trasmissione nazionale, mentre, di norma, non si verifica nel caso di connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica;

c) oltre a quanto rappresentato alla precedente lettera b), i gestori di rete hanno rappresentato che, nei casi in cui realizzazioni infrastrutturali risultino da necessità di adeguamento delle infrastrutture o delle apparecchiature esistenti derivanti esclusivamente dalla richiesta di connessione, risulterebbe possibile perseguire il principio di efficienza allocativa mediante il versamento di corrispettivi a copertura dei costi di tali realizzazione che risulterebbero strettamente necessarie al soddisfacimento della richiesta di connessione;

d) i gestori di rete hanno rappresentato il fatto che il costo dell'impianto per la connessione risulta essere noto solo al termine dell'effettiva realizzazione del medesimo impianto o, quantomeno, solo valle del completamento dell'*iter* autorizzativo;

e) i soggetti interessati hanno espresso un generale consenso circa l'opportunità di pubblicare i dati di costo delle soluzioni tecniche convenzionali per la connessione, sebbene, in ragione di quanto detto alla precedente lettera d), tali dati non possono che costituire un riferimento di carattere indicativo e non vincolante per il gestore di rete;

f) per quanto riguarda l'introduzione della facoltà di realizzare comunque in proprio l'impianto di rete per la connessione, i soggetti diversi dai gestori di rete hanno espresso concordemente parere favorevole, mentre i gestori di rete hanno avanzato numerose riserve, soprattutto qualora, per il completo soddisfacimento della connessione, si rendano necessari interventi sugli impianti già esistenti di proprietà dei medesimi gestori;

g) inoltre, per quanto concerne le disposizioni di natura tariffaria riguardante le acquisizioni di impianti di rete realizzati autonomamente da parte di soggetti richiedenti, i gestori di rete hanno espresso riserve circa la possibilità di introduzione di regimi di contabilizzazione separata, nonché circa i differenti regimi di acquisizione prospettati dall'Autorità. A tal riguardo è stato sottolineata l'opportunità di mantenimento dell'attuale regime di contabilizzazione ai fini della determinazione degli ammortamenti riconosciuti e del capitale investito remunerato dal sistema tariffario;
h) per quanto concerne la fissazione dei corrispettivi di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera a), della deliberazione n. 50/02:
   i. ha trovato condivisione il fatto che, di norma, le indagini che i gestori di rete devono svolgere risultano tanto più onerose quanto maggiore è la potenza dell'impianto che richiede la connessione;
   ii. numerosi soggetti diversi dai gestori di rete hanno indicato l'opportunità che i corrispettivi unitari di cui al documento per la consultazione 17 marzo 2005, siano rivisti al ribasso per quanto riguarda la connessione alla rete di trasmissione nazionale;
   iii. le imprese distributrici hanno indicato come le parti variabili dei citati corrispettivi dovrebbero essere espresse con riferimento alla potenza apparente e non alla potenza attiva; e che, inoltre, dovrebbero essere fissati tenendo conto del fatto che la potenza dell'impianto che si connette è, di norma, non superiore alla potenza per cui la connessione viene dimensionata;
i) i soggetti interessati hanno rappresentato l'opportunità di prevedere la possibilità di rateizzazione dei corrispettivi di connessione con la corrispondente riduzione della fideiussione in ragione degli importi corrisposti;

- per quanto concerne gli orientamenti circa le disposizioni di cui all'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03, è emersa in maniera concorde la considerazione che:
  a) il costo relativo agli impianti di rete per la connessione (sbarre di stazione e stalli di accesso alle medesime) risulta essere, di norma, praticamente indipendente dalla potenza dell'impianto che si connette con la conseguenza che il sistema di determinazione dei corrispettivi prospettato nel documento per la consultazione 17 marzo 2005, risulta essere di particolare favore per gli impianti di elevata potenza a dispetto di impianti di piccola potenza;
  b) nel caso in cui l'impianto di rete per la connessione sia realizzato direttamente dal soggetto richiedente, il sistema di incentivazione prospettato nel predetto documento per la consultazione comporterebbe, stante il livello dei corrispettivi indicati dall'Autorità da utilizzarsi per l'effettuazione delle compensazioni, una corresponsione in tempi estremamente lunghi e non accettabili a livello industriale;
  c) l'articolato temporale conseguente alle eventuali disposizioni derivate da quanto indicato al punto 7, lettera b), del documento per la consultazione 17 marzo 2005, deve essere coerente con il periodo di 180 giorni di cui all'articolo 12 del predetto decreto legislativo;
- sempre nell'ambito delle misure riguardanti le disposizioni di cui all'articolo 14 del decreto legislativo n. 387/03 è stata avanzata la proposta che:

a) la determinazione dei corrispettivi di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera a), della deliberazione n. 50/02, sia costituita unicamente dalla parte fissa differenziata per connessione alle reti di distribuzione di energia elettrica e alla rete di trasmissione nazionale;
b) il livello di garanzie finanziarie sia determinato in misura ridotta rispetto al livello determinato per gli impianti di produzione da fonti convenzionali; e che più soggetti hanno identificato la predetta riduzione nella misura del 50%;

- per quanto concerne le disposizioni aggiuntive in materia di procedure per l'erogazione del servizio di connessione alcuni soggetti interessati hanno rilevato come elementi di particolare importanza:
  a) l'aspetto della tempestività con cui devono essere realizzati da parte dei gestori di rete gli impianti per la connessione, ritenendo opportuno, in particolare, l'intestazione ai gestori di rete dell'obbligo della definizione dei predetti tempi di realizzazione stabilendo sanzioni a beneficio dei richiedenti la connessione in caso di ritardi attribuibili ai gestori di rete;
  b) l'opportunità di stabilire che il procedimento di autorizzazione unica di cui al decreto legislativo n. 387/03 in capo ai soggetti richiedenti la connessione non debba ricomprendere le opere di potenziamento della rete esistente, in ragione del fatto che i gestori di rete possono contare su disposizioni che comportano uno snellimento delle procedure autorizzative riguardanti tali interventi, pur mantenendo in capo ai soggetti richiedenti la possibilità, almeno per quanto riguarda la rete di trasmissione nazionale, di realizzazione diretta degli interventi sulla rete esistente;
  c) la necessità che l'eventuale coordinamento tra le imprese distributrici e il Gestore della rete non si traduca in un appesantimento burocratico delle procedure in materia di connessione;
  d) la necessità di introdurre, su richiesta del soggetto richiedente, l'effettuazione, da parte del gestore di rete, di un'analisi di valutazione della fattibilità della connessione, anche a titolo oneroso;
  e) la necessità di articolare in maniera dettagliata le attività relative alla elaborazione della soluzione per la connessione con le varie fasi procedurali per l'erogazione del servizio di connessione, ivi incluse le fasi relative all'iter autorizzativo;
- alcuni soggetti diversi dai gestori di rete hanno rappresentato la non opportunità dell'inclusione in via generale nell'ambito di applicazione della deliberazione n. 50/02 dei rifacimenti e delle manutenzioni straordinarie in quanto ciò determinerebbe una discrezionalità in capo al gestore di rete dell'attribuzione di oneri a soggetti terzi relativamente ad interventi su porzioni di reti con obbligo di connessione esistenti e la cui remunerazione, ivi inclusi i costi relativi agli interventi di manutenzione, è prevsita nel normale sistema tariffario;
- con riferimento alla predisposizione della soluzione per la connessione alcuni soggetti hanno rappresentato l'opportunità di definire un termine temporale pari a circa due settimane; e che la documentazione relativa alla soluzione per la connessione rechi, tra l'altro, documenti recanti le ipotesi e i risultati delle analisi tecniche effettuate dai gestori di rete;
- in riferimento ai contenuti della proposta di connessione, le imprese distributrici hanno dichiarato che la proposta di connessione potrebbe indicare le tempistiche

relative alle attività di propria competenza, nonché opportune indicazioni in merito agli adempimenti di carattere autorizzativo; e che le tempistiche relative alla realizzazione delle opere di pertinenza dei gestori di rete possano essere considerate come aspetti contrattuali vincolanti;

- ai fini del percorso autorizzativo, il Gestore della rete ha indicato l'opportunità che sia il soggetto richiedente la connessione a prendere in carico l'iter autorizzativo interposto tra l'iter pre-autorizzativo e la realizzazione delle infrastrutture;
- con riferimento all'escussione della fideiussione, le imprese distributrici hanno rilevato la necessità che siano definite disposizioni recanti modalità di escussione delle fideiussioni;
- allo stato attuale, le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione nei confronti degli impianti di produzione di energia elettrica sono definite unicamente con riferimento ad impianti di produzione di cui al provvedimento Cip n. 6/92 che, al Titolo VII, lettera A), prevede che gli oneri per i nuovi collegamenti alla rete pubblica, vale a dire per le nuove connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi, siano ripartiti in parti uguali tra il produttore cedente e l'impresa acquirente, vale a dire il soggetto esercente gestore della rete a cui la connessione si riferisce, quando trattasi di impianti realizzati in regioni aventi un *deficit* di produzione di energia elettrica rispetto alla domanda; e che nel caso di impianti da fonti rinnovabili tali oneri sono ripartiti per 1/3 a carico del cedente (cioè del produttore) e per 2/3 a carico dell'impresa acquirente (il citato gestore di rete), mentre in tutti gli altri casi gli oneri relativi sono a carico del produttore cedente;
- le modalità adottate dall'Autorità nel presente periodo regolatorio per l'aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito garantiscono la remunerazione dei nuovi investimenti sia in reti di trasmissione che in reti di distribuzione con adeguamento su base annuale;
- convenzionalmente, in sede di determinazione dei costi riconosciuti destinati ad essere coperti tramite l'applicazione dei parametri tariffari, i ricavi da connessione sono stati portati a riduzione dei costi operativi.

Ritenuto che sia opportuno:

- procedere alla determinazione dei parametri economici per l'erogazione del servizio di connessione relativamente agli impianti di produzione di energia elettrica non già ricompresi nell'ambito di applicazione del provvedimento Cip n. 6/92, date le note esigenze di sviluppo dell'offerta di energia elettrica nel mercato elettrico nazionale, nonché le previsioni di cui decreto legislativo n. 387/03, che rendono prioritario il completamento delle condizioni tecniche ed economiche del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale superiore ad 1 kV,
- che le determinazioni di cui al precedente alinea siano tali da:
  a) consentire di riflettere i costi sostenuti per l'erogazione del servizio in economicità e garantire la non discriminazione tra gli utenti;

b) consentire ai gestori di rete la scelta delle soluzioni tecniche disponibili secondo principi di razionalità e di salvaguardia della continuità del servizio;

c) assicurare un adeguato grado di flessibilità nello sviluppo delle reti;

- dare corso agli adempimenti di cui all'articolo 8 commi 8.4 e 8.6 della deliberazione n. 50/02, definendo le modalità di determinazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di connessione in maniera tale che i medesimi riflettano i costi sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture minime necessarie al soddisfacimento della richiesta di connessione;
- definire ulteriori condizioni di carattere procedurale per l'erogazione del servizio di connessione, coerentemente con quanto indicato nel documento per la consultazione 17 marzo 2005, nonché con alcune osservazioni formulate da soggetti interessati nell'ambito del predetto procedimento per la consultazione nel rispetto dei citati principi;
- che, in previsione della formulazione di un testo unico relativo alle condizioni di accesso alla rete per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, le modalità e condizioni di cui ai precedenti alinea rechino altresì specifiche condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione dei predetti impianti

DELIBERA

1. di approvare le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi, di cui all'*Allegato A*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;
2. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

19 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

ALLEGATO *A*

CONDIZIONI PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE CON TENSIONE NOMINALE SUPERIORE AD 1 KV I CUI GESTORI HANNO OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

Parte I - Parte generale ... *Pag.* 60

Titolo 1 - Disposizioni Generali ... » 60

Articolo 1 - Definizioni ... » 60

Articolo 2 - Oggetto e ambito di applicazione ... » 61

Parte II - Modalità procedurali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche ... » 62

Titolo 2 - Condizioni procedurali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche » 62

Articolo 3 - Modalità per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche ... » 62

Articolo 4 - Impianti di connessione ... » 63

Articolo 5 - Presentazione della richiesta di connessione ... » 64

Articolo 6 - Diritti e obblighi relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica ... » 65

Articolo 7 - Corrispettivi per il servizio di connessione ... » 65

Articolo 7.1 - Modalità di coordinamento tra gestori di rete ... » 66

Parte III - Condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche per impianti di produzione di energia elettrica ... » 67

Titolo 3 - Soluzioni tecniche per la connessione ... » 67

Articolo 8 - Soluzioni tecniche minime per la connessione ... » 67

Articolo 9 - Soluzioni tecniche per la connessione ... » 68

Titolo 4 - Procedura per la connessione ... » 69

Articolo 10 - Procedura per la connessione ... » 69

Titolo 5 - Connessione alle reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti convenzionali ... » 70

Articolo 11 - Condizioni economiche per la connessione ... » 70

Titolo 6 - Connessione alle reti elettriche di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ... » 70

Articolo 12 - Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione ... » 70

Articolo 13 - Condizioni economiche per la connessione ... » 71

Parte IV - Disposizioni finali ... » 72

Articolo 14 - Disposizioni finali ... » 72

PARTE I
PARTE GENERALE

TITOLO 1
Disposizioni Generali

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrato e modificato e all'articolo 1 dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente integrato e modificato, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- **connessione** è il collegamento ad una rete di un impianto elettrico per il quale sussiste, almeno in un punto, la continuità circuitale, senza interposizione di impianti elettrici di terzi, con la rete medesima;
- **gestione della rete** è l'insieme delle attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione, di una rete elettrica; tali attività e procedure comprendono la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari;
- **gestore di rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete con obbligo di connessione di terzi nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi TERNA e le imprese distributrici;
- **gestore di rete interessato alla connessione** è il gestore della rete a cui la connessione si riferisce;
- **impresa distributrice** è l'impresa di cui all'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, che ha diritto alla concessione di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dei medesimi articolo e comma;
- **impianto per la connessione** è l'insieme degli impianti necessari per la connessione alla rete di un impianto elettrico;
- **impianto di rete per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete con obbligo di connessione di terzi;
- **impianto di utenza per la connessione** è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto richiedente la connessione;
- **potenza di connessione** è la potenza apparente dell'impianto per la quale è richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche e per la quale il soggetto richiedente acquisisce i diritti e gli obblighi di cui all'articolo 6 del presente provvedimento;
- **rifacimento della connessione** è la ricostruzione di una soluzione per la connessione esistente a fronte dell'indisponibilità permanente dell'impianto

per la connessione in seguito a calamità naturali o ad altre cause di forza maggiore;

- **servizio di connessione alle reti elettriche** è il servizio erogato al fine di consentire l'accesso alle infrastrutture di reti con obbligo di connessione di terzi, consistente nello stabilimento e nella relativa gestione della realizzazione della connessione ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **soggetto richiedente la connessione** è il soggetto titolare di una richiesta di accesso alle infrastrutture di rete con obbligo di connessione di terzi finalizzata alla connessione di impianti elettrici di nuova realizzazione o finalizzate alla modifica della connessione di utenze già connesse ad una rete con obbligo di connessione di terzi alla data di entrata in vigore del presente provvedimento;
- **soluzione tecnica minima per la connessione** è la soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito ad una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la predetta richiesta, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce;
- **sviluppo** è un intervento di espansione o di evoluzione della rete elettrica, motivato, in particolare, dall'esigenza di estendere la rete per consentire la connessione di impianti elettrici di soggetti terzi alla rete medesima;

-*-

- **DPCM 11 maggio 2004** è il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione;
- **deliberazione n. 4/04** è la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04;

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Con il presente provvedimento vengono fissate condizioni di carattere procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore a 1 kV.

2.2 Il presente provvedimento si applica alle connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi in altissima, alta e media tensione di impianti elettrici di produzione di energia elettrica e di impianti elettrici corrispondenti a clienti finali che immettono o prelevano energia elettrica dalle medesime reti con riferimento a:
   a. l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche per gli impianti che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, non siano già connessi ad alcuna rete con obbligo di connessione di terzi;
   b. la modifica della connessione, ivi incluso l'aumento della potenza di connessione di impianti elettrici che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, siano già connessi ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
   c. il rifacimento della connessione.

2.3 I soggetti tenuti ad applicare le disposizioni del presente provvedimento sono:
   a. TERNA e i soggetti gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
   b. i soggetti gestori di reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale superiore ad 1 kV diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
   c. i soggetti richiedenti la connessione.

2.4 I soggetti gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione adempiono alle disposizioni di cui ai successivi Titoli 2 e 3 sotto il coordinamento dell'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale. A tal fine, i predetti gestori concludono una convenzione con l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

PARTE II
MODALITÀ PROCEDURALI PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE

TITOLO 2
CONDIZIONI PROCEDURALI PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE

Articolo 3
Modalità per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche

3.1 I soggetti gestori di rete di cui all'articolo 2, comma 2.3, lettere a) e b) del presente provvedimento, ad eccezione dei soggetti di cui all'articolo 2, comma 2.4, pubblicano e trasmettono all'Autorità le modalità e le condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche di rispettiva competenza. Le modalità e le condizioni contrattuali sono predisposte conformemente a quanto indicato al comma 3.2.

3.2 Le modalità e le condizioni contrattuali di cui al comma 3.1 devono prevedere, compatibilmente, per quanto riguarda la connessione a reti elettriche in media tensione, alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 4/04:
   a. le modalità per la presentazione della richiesta di accesso alle infrastrutture di reti elettriche, ivi inclusa la specificazione della documentazione richiesta;
   b. le modalità e i tempi di risposta del gestore di rete interessato;
   c. i termini di validità della soluzione proposta dal gestore di rete interessato, decorsi i quali, in assenza di accettazione da parte del richiedente, la richiesta di connessione deve intendersi decaduta;
   d. le modalità per la scelta della soluzione per la connessione da parte del soggetto richiedente;
   e. le modalità e i tempi in base ai quali il gestore di rete interessato si impegna, per le azioni di propria competenza, a realizzare gli impianti di rete per la connessione;
   f. le soluzioni tecniche convenzionali adottate dal gestore di rete interessato per la realizzazione della connessione alla rete degli impianti elettrici,

unitamente all'indicazione di valori unitari di riferimento atti all'individuazione dei costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale;

g. gli standard tecnici e le specifiche di progetto essenziali per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione e, per quanto specificamente attiene la rete di trasmissione nazionale, per il loro esercizio e manutenzione.

3.3 Le soluzioni tecniche convenzionali di cui al comma 3.2, lettera f), prevedono l'individuazione delle parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di utenza per la connessione e le parti degli impianti di connessione che sono considerate impianti di rete per la connessione; dette attribuzioni devono essere determinate contemplando almeno i seguenti fattori:

a. potenza di connessione;
b. livello di tensione al quale viene realizzata la connessione;
c. tipologia dell'impianto per il quale è stato richiesto l'accesso alle infrastrutture di reti elettriche con riferimento all'immissione o al prelievo di energia elettrica;
d. topologia della rete elettrica esistente;
e. eventuali aspetti riguardanti la gestione e la sicurezza del sistema elettrico.

3.4 I gestori di rete individuano le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettati e realizzati a cura dei soggetti richiedenti la connessione alle condizioni economiche fissate dall'Autorità nell'ambito delle determinazioni di cui al presente provvedimento.

3.5 Per l'erogazione del servizio di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, gli elementi di cui al comma 3.2, lettere da a. ad e., devono essere compatibili con le disposizioni di cui all'articolo 12, comma 12.3, del decreto legislativo n. 387/03.

Articolo 4
Impianti di connessione

4.1 L'insieme degli impianti per la connessione comprende le infrastrutture necessarie a connettere il sito in cui si trova l'impianto con uno o più punti esistenti della rete con obbligo di connessione di terzi.

4.2 Il gestore di rete proponente la soluzione per la connessione individua le parti di impianto per la connessione corrispondenti rispettivamente a:

a. gli impianti di rete per la connessione, individuando tra questi le parti corrispondenti alle tipologie di cui all'articolo 3, comma 3.4;
b. gli impianti di utenza per la connessione.

4.3 Il gestore di rete consente al soggetto richiedente la connessione, previa istanza di quest'ultimo, di progettare e realizzare gli impianti di rete per la connessione per i quali tale possibilità è prevista ai sensi del comma 4.2, lettera a), nel rispetto degli standard tecnici e specifiche di progetto essenziali di cui all'articolo 3, comma

3.2, lettera g). In tal caso il gestore di rete elabora comunque la soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 8, comma 8.1, che deve essere assunta dal soggetto richiedente quale soluzione di riferimento al fine della progettazione e della realizzazione dell'impianto di rete per la connessione.

4.4 Gli impianti di rete per la connessione realizzati dal soggetto richiedente la connessione ai sensi del comma 4.3 sono resi disponibili, a titolo gratuito, al gestore di rete per il collaudo e la conseguente accettazione. I predetti impianti devono essere accompagnati dalla documentazione tecnica, giuridica ed autorizzativa connessa all'esercizio e alla gestione dei medesimi. I costi inerenti il collaudo sono a carico del soggetto richiedente la connessione.

4.5 Il gestore di rete consente a seguito di specifica richiesta da parte del richiedente la connessione all'atto dell'accettazione di una delle soluzioni per la connessione proposte, che un impianto per la connessione individuato come impianto di utenza per la connessione venga ricompreso tra gli impianti di rete per la connessione e, di conseguenza, rientri nella competenza del gestore di rete alle condizioni fissate dall'Autorità nell'ambito del presente provvedimento.

Articolo 5

Presentazione della richiesta di connessione

5.1 Il soggetto richiedente la connessione alla rete di un impianto elettrico o la modifica della potenza di una connessione esistente, presenta detta richiesta a TERNA o all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale nel rispetto delle condizioni previste dal presente articolo.

5.2 Fermo restando quanto stabilito al comma 5.1, le richieste di connessione impianti elettrici:
   a. riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti e ad impianti di produzione di energia elettrica, con una potenza di connessione inferiore a 10 MVA, devono essere presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale;
   b. riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti e ad impianti di produzione di energia elettrica, con una potenza di connessione uguale o superiore a 10 MVA, devono essere presentate a TERNA.

5.3 Il gestore di rete a cui viene presentata la richiesta di connessione alle infrastrutture di reti elettriche propone al soggetto richiedente la connessione una soluzione tecnica minima per la connessione dell'impianto oggetto della richiesta conformemente alle modalità e alle condizioni contrattuali di cui all'articolo 3.

5.4 L'avvenuta accettazione, da parte del soggetto richiedente la connessione di impianti di produzione di potenza superiore a 1 MVA, di una soluzione per la connessione ad una rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla rete di trasmissione nazionale, o di una soluzione per la modifica della connessione di utenze già connesse ad una delle medesime reti, viene comunicata, da parte del gestore di rete cui la connessione si riferisce, a TERNA.

5.5 Ai fini dell'applicazione dei commi da 5.1 a 5.3, le imprese distributrici e TERNA agiscono secondo procedure di coordinamento ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 7.1.

Articolo 6

Diritti e obblighi relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica

6.1 I soggetti che si connettono ad una rete con obbligo di connessione di terzi acquisiscono il diritto ad immettere o a prelevare energia elettrica in accordo a quanto riportato nell'accettazione della soluzione per la connessione entro i limiti della potenza di connessione e nel rispetto delle:

a. condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti definite dall'Autorità ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95, per la generalità delle reti, le condizioni di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 per la rete di trasmissione nazionale;

b. regole per il dispacciamento stabilite da TERNA ai sensi dell'articolo 3, comma 6, primo periodo, del decreto legislativo n. 79/99, incluse nel Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete adottato da TERNA ai sensi del DPCM 11 maggio 2004;

c. regole tecniche di connessione di cui dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99, per i soggetti che effettuano la connessione alla rete di trasmissione nazionale e delle regole tecniche di cui dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, per i soggetti che effettuano la connessione ad una rete di distribuzione;

d. regole tecniche fissate dalla società Ferrovie dello Stato Spa, limitatamente ai soggetti che effettuano la connessione alla rete interna d'utenza di proprietà della medesima società non facente parte della rete di trasmissione nazionale, avente l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999.

Articolo 7

Corrispettivi per il servizio di connessione

7.1 I soggetti richiedenti la connessione sono tenuti:

a. al versamento, al gestore di rete a cui è presentata la richiesta di connessione, di un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla richiesta medesima al fine della elaborazione delle soluzioni tecniche minime generali per la connessione di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera a.;

b. in seguito all'accettazione di una soluzione tecnica minima generale e all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, al versamento, al gestore della rete interessato alla connessione, di un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera b.;

c. in seguito all'accettazione della soluzione tecnica minima di dettaglio, a versare il corrispettivo di connessione con le modalità di versamento

stabilite dal gestore di rete interessato alla connessione nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 3;

d. preliminarmente all'avvio delle realizzazioni degli interventi indicati nella soluzione tecnica minima di dettaglio di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera b., alla presentazione, su richiesta del gestore di rete interessato alla connessione, di garanzie finanziarie nella forma di fideiussione bancaria che può essere escussa dal medesimo gestore nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al soggetto richiedente la connessione, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo di connessione di cui alla predetta lettera c..

Articolo 7.1

Modalità di coordinamento tra gestori di rete

7.1.1 La definizione della soluzione tecnica minima generale di cui all'articolo 8, comma 8.1, lettera a., può contemplare tra le diverse opzioni possibili anche la connessione ad una rete diversa dalla rete elettrica gestita dal soggetto a cui è stata presentata la richiesta di connessione, ovvero l'interessamento di reti di proprietà di gestori di rete diversi dal gestore di rete interessato alla connessione.

7.1.2 Nei casi di cui la soluzione tecnica minima generale implichi la connessione ad una rete elettrica diversa da quella corrispondente al gestore di rete a cui la richiesta di connessione è stata presentata, il gestore di rete interessato alla connessione subentra nel ruolo di gestore di rete di riferimento per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Tale subentro ha efficacia a valle dell'accettazione, da parte del soggetto richiedente, della soluzione tecnica minima generale.

7.1.3 Il gestore di rete interessato alla connessione elabora la soluzione tecnica minima di dettaglio e comunica al soggetto richiedente un documento recante l'elenco delle fasi di progettazione esecutiva, definizione e realizzazione degli interventi di cui al comma 8.2 lettere a. e b. unitamente alle tempistiche previste per ciascuna fase e ai soggetti responsabili di ciascuna delle citate fasi.

7.1.4 Nei casi di cui al comma 7.1.1, i gestori di rete interessati attuano opportune forme di coordinamento di natura tecnica ed economica.

7.1.5 TERNA pubblica nel proprio sito *internet* e trasmette a ciascuna impresa distributrice un documento di sintesi recante le condizioni incidenti sul servizio di connessione per impianti elettrici indirettamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

PARTE III
CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE PER IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

TITOLO 3
SOLUZIONI TECNICHE PER LA CONNESSIONE

Articolo 8
Soluzioni tecniche minime per la connessione

8.1 Le soluzioni tecniche minime per la connessione sono articolate in:
- a. soluzioni tecniche minime generali;
- b. soluzioni tecniche minime di dettaglio.

8.2 La soluzione tecnica minima generale di cui al comma 8.1, lettera a., comprende la descrizione:
- a. dell'impianto di rete per la connessione corrispondente ad una delle soluzioni tecniche convenzionali di cui all'articolo 3, comma 3.2, lettera f.;
- b. degli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti che si rendano strettamente necessari al fine del soddisfacimento della richiesta di connessione;
- c. le eventuali modalità di esercizio di carattere transitorio dell'impianto elettrico del soggetto richiedente da adottarsi per il tempo necessario alla realizzazione degli eventuali interventi di cui alla precedente lettera b.;
- d. i dati necessari per la predisposizione, in funzione delle particolari caratteristiche delle aree interessate dalla connessione, della documentazione da allegare alle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti elaborata a partire dalla soluzione tecnica minima generale.

8.3 La soluzione tecnica minima generale di cui al comma 8.1, lettera a., deve, inoltre:
- a. nei casi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettera c., essere accompagnata da una relazione che illustri le motivazioni tecniche sottostanti alla definizione di particolari condizioni e modalità di esercizio della connessione e dell'impianto del soggetto richiedente;
- b. essere accompagnata da un documento che indichi i tempi di realizzazione degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettere a. e b., al netto dei tempi necessari all'ottenimento delle relative autorizzazioni;
- c. essere corredata dai costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al comma 8.2, lettera a.;
- d. essere corredata dai costi degli impianti e degli interventi di cui al comma 8.2, lettera b., ad esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale;

8.4 Gli eventuali interventi sulle reti elettriche di cui al comma 8.2, lettera b., sono motivati da precise esigenze tecniche, analizzate facendo riferimento alle

caratteristiche nominali dei componenti e alle normali condizioni di funzionamento del sistema elettrico interessato.

8.5 Nel caso di impianti connessi a reti in alta o altissima tensione, il gestore di rete, nell'ambito della soluzione tecnica minima generale, può richiedere che il soggetto richiedente metta a disposizione del gestore di rete interessato alla connessione spazi ulteriori rispetto a quelli strettamente necessari alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione. Qualora tali ulteriori spazi siano correlabili ad esigenze di successivi sviluppi dell'impianto elettrico del richiedente la connessione, i medesimi saranno ceduti dal richiedente la connessione al gestore di rete a titolo gratuito; in caso contrario, i medesimi saranno ceduti dal richiedente la connessione al gestore di rete a fronte di una remunerazione fissata tramite accordi tra le parti assunti sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione comunicati dai gestori di rete all'Autorità.

8.6 La soluzione tecnica minima generale deve essere elaborata tenendo conto delle esigenze di sviluppo razionale delle reti elettriche, alle esigenze di salavguardia della continuità del servizio e, al contempo, deve essere tale da non prevedere limitazioni permanenti della potenza di connessione nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico.

8.7 La soluzione tecnica minima di dettaglio è la soluzione tecnica minima per la connessione elaborata in seguito all'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione degli interventi di cui al comma 8.2, lettere a. e b. e rappresenta il documento di riferimento per la progettazione esecutiva e le realizzazione degli impianti. Tale soluzione dovrà essere corredata, almeno:

a) dall'elenco delle fasi di progettazione esecutiva degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettere a. e b.;
b) dalle tempistiche previste per ciascuna delle predette fasi e dall'indicazione dei soggetti responsabili di ciascuna delle medesime;
c) essere corredata dai costi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui al comma 8.2, lettera a.;
d) essere corredata dai costi degli impianti e degli interventi di cui al comma 8.2, lettera b., ad esclusione degli interventi relativi alla rete di trasmissione nazionale.

8.8 I costi di cui al comma 8.7, lettere c. e d. , non includono gli eventuali costi di bonifica dei siti.

Articolo 9

Soluzioni tecniche per la connessione

9.1 Il gestore di rete ha facoltà di realizzare soluzioni tecniche per la connessione diverse dalle soluzioni tecniche minime, ferme restando le disposizioni relative alla determinazione delle condizioni economiche per la connessione di cui al presente provvedimento. In tal caso, eventuali costi ulteriori a quelli corrispondenti alla soluzione tecnica minima sono a carico del gestore di rete.

TITOLO 4
PROCEDURA PER LA CONNESSIONE

Articolo 10
Procedura per la connessione

10.1 Il gestore di rete a cui è presentata una richiesta di connessione è tenuto ad elaborare una soluzione tecnica minima generale coerente con le soluzioni tecniche convenzionali di cui all'articolo 3, comma 3.2, lettera f.

10.2 Nei casi di cui all'articolo 7.1, comma 7.1.1, continuano a valere le disposizioni di cui al comma 10.1. In tal caso le soluzioni tecniche minime generali devono, altresì, indicare i tempi di realizzazione degli interventi sulle reti elettriche degli altri gestori di rete coinvolti, ciascuno in relazione alle attività di propria competenza.

10.3 Il soggetto richiedente la connessione è tenuto a dichiarare l'accettazione della soluzione tecnica minima generale di cui al comma 10.1 secondo le modalità e le condizioni contrattuali definite dai gestori di rete ai sensi dell'articolo 3, comma 3.2. Il soggetto richiedente la connessione, in alternativa, può richiedere un'ulteriore soluzione tecnica minima generale conforme ad una diversa soluzione tecnica convenzionale di cui all'articolo 3, comma 3.2, lettera f.

10.4 In seguito all'accettazione di una soluzione tecnica minima generale, il gestore di rete interessato alla connessione consente al soggetto richiedente la connessione, previa istanza di quest'ultimo, di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per gli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettere a. e b. In tale caso, il soggetto richiedente la connessione è responsabile di tutte le attività correlate alle predette procedure, ivi inclusa la predisposizione della documentazione ai fini delle richieste di autorizzazione alle amministrazioni competenti. Ai fini della predisposizione di tale documentazione, il richiedente la connessione può avvalersi del gestore di rete interessato alla connessione a fronte di una remunerazione fissata dal gestore di rete medesimo sulla base di principi di trasparenza e non discriminazione: tali condizioni sono rese pubbliche dai gestori di rete.

10.5 Qualora le procedure autorizzative non siano gestite direttamente dal soggetto richiedente la connessione, a valle dell'accettazione di cui all'articolo 10, comma 10.3, il gestore di rete interessato alla connessione informa il soggetto richiedente la connessione dei tempi indicativi necessari all'ottenimento delle varie autorizzazioni per la realizzazione degli impianti e degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettere a. e b..

10.6 In seguito all'ottenimento delle autorizzazioni, il gestore di rete interessato alla connessione è tenuto alla elaborazione della soluzione tecnica minima di dettaglio.

10.7 Per quanto riguarda il servizio di connessione alle reti elettriche in alta e in altissima tensione, i costi di cui all'articolo 8, comma 8.7, lettere c. e d., non

potranno discostarsi in aumento di più del 20% dei costi di cui al medesimo articolo, comma 8.3, lettere c. e d., fatta eccezione per i costi indotti dalle modifiche della soluzione tecnica minima generale derivanti da condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative.

10.8 Per quanto riguarda il servizio di connessione alle reti elettriche in media tensione, valgono le disposizioni di cui alla deliberazione n. 4/04 a partire dal preventivo relativo alla soluzione tecnica minima di dettaglio.

TITOLO 5
CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI CONVENZIONALI

Articolo 11
Condizioni economiche per la connessione

11.1 Il corrispettivo di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera a. è determinato sulla base dei parametri di cui alla tabella n. 1 allegata al presente provvedimento alla colonna STMG (soluzione tecnica minima generale).

11.2 Il corrispettivo di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera b., è determinato sulla base dei parametri di cui alla tabella n. 1 allegata al presente provvedimento alla colonna STMD (soluzione tecnica minima di dettaglio).

11.3 Il corrispettivo per la connessione è pari ai costi di cui all'articolo 8, comma 8.7, lettere c. e d., al netto degli eventuali interventi realizzati in proprio dal richiedente la connessione in base alle disposizioni di cui all'articolo 4, comma 4.3.

11.4 Il livello di garanzie finanziarie di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera d, deve essere riferito al corrispettivo di cui al comma 11.3.

11.5 In caso di rinuncia da parte del soggetto richiedente la connessione, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete interessato alla connessione ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

TITOLO 6
CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI

Articolo 12
Realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione

12.1 In caso di richieste di connessione alle reti elettriche da parte di soggetti titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il gestore di rete

interessato alla connessione, previa richiesta del soggetto richiedente la connessione:

a) è tenuto a consentire al medesimo soggetto richiedente la connessione la realizzazione degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettera a., come eventualmente modificati in sede di predisposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio;

b) può consentire al medesimo soggetto richiedente la realizzazione degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettera b., come eventualmente modificati in sede di predisposizione della soluzione tecnica minima di dettaglio, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

12.2 Nei casi di cui al comma 12.1, valgono le condizioni, in quanto applicabili, di cui all'articolo 4, commi 4.3 e 4.4.

Articolo 13

Condizioni economiche per la connessione

13.1 Il corrispettivo di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera a. è determinato sulla base dei parametri di cui alla tabella n. 1 allegata al presente provvedimento alla colonna STMG (soluzione tecnica minima generale) ridotto del 50%.

13.2 Il corrispettivo di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera b., è determinato sulla base dei parametri di cui alla tabella n. 1 allegata al presente provvedimento alla colonna STMD (soluzione tecnica minima di dettaglio) ridotto del 50%. Il limite massimo di cui alla predetta colonna è corrispondentemente ridotto del 50%.

13.3 Nel caso in cui il soggetto richiedente si avvalga della facoltà di cui all'articolo 12, il corrispettivo per la connessione è pari a zero.

13.4 Nel caso in cui il soggetto richiedente non si avvalga della facoltà di cui all'articolo 12, il corrispettivo per la connessione è pari al maggior valore tra zero e l'ammontare pari ai costi di cui all'articolo 8, comma 8.7, lettera c., al netto di un corrispettivo determinato applicando i parametri di cui alla tabella n. 2 allegata al presente provvedimento.

13.5 Il corrispettivo di cui al comma 13.4, determinato applicando i parametri di cui alla tabella n. 2 allegata al presente provvedimento, è corrisposto dal gestore di rete interessato alla connessione al soggetto richiedente la connessione secondo modalità fissate dal medesimo gestore di rete nelle modalità e condizioni contrattuali di cui all'articolo 3. Tale corresponsione avviene in un periodo non superiore a 5 anni dalla definizione della soluzione tecnica minima di dettaglio.

13.6 Il livello di garanzie finanziarie di cui all'articolo 7, comma 7.1, lettera d, deve essere riferito al corrispettivo di cui al comma 13.4, ridotto del 50%.

13.7 In caso di rinuncia da parte del soggetto richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, la connessione il gestore di rete interessato alla connessione ha diritto alla riscossione di una quota della

fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica fino a concorrenza del livello di garanzia finanziaria prestata.

PARTE IV
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 14
Disposizioni finali

14.1 In caso di superamento dei tempi di realizzazione degli impianti e degli interventi di cui all'articolo 8, comma 8.2, lettere a. e b., il gestore di rete responsabile del ritardo verserà al soggetto richiedente un importo pari al prodotto tra il corrispettivo di connessione ed il rapporto tra il numero di giorni corrispondenti al ritardo accumulato e il numero di giorni corrispondenti al citato tempo di realizzazione fino ad un valore massimo pari al 100% del corrispettivo di connessione. I ritardi per causa di forza maggiore o, comunque, dovuti a cause indipendenti dai gestori di rete, sono esclusi dall'applicazione del presente comma.

14.2 Nel caso in cui un impianto di rete per la connessione sia realizzato dal soggetto richiedente la connessione ai sensi delle disposizioni di cui al presente provvedimento, i gestori di rete tengono separata evidenza delle infrastrutture così acquisite, nonché dei costi corrispondenti alle medesime determinati secondo le disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.7, lettere c. e d..

14.3 I rapporti tra il gestore di rete interessato alla connessione e il soggetto richiedente la connessione ai fini dell'erogazione del servizio di connessione sono regolati in un apposito contratto per la connessione. Tale contratto è redatto sulla base delle condizioni di cui al presente provvedimento e reca, inoltre, le condizioni per la gestione dell'impianto per la connessione, nonché per l'interoperabilità tra il medesimo e l'impianto elettrico che si connette. Tali condizioni sono elaborate sulla base di regole tecniche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi adottate dai gestori di rete conformemente alle direttive emanate dall'Autorità.

14.4 Nello svolgimento delle attività relative all'erogazione del servizio di connessione, i gestori di rete gestiscono prioritariamente le richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

14.5 I costi sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione:
- a) in applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 13, commi 13.1, 13.2 e 13.5;
- b) nei casi di rinuncia del soggetto richiedente di cui all'articolo 13, comma 13.7, eventualmente derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 13, comma 13.6;

trovano copertura su base annuale tramite il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'articolo 59, comma 1, lettera b), del Testo integrato.

14.6 La convenzione di cui all'articolo 2, comma 2.4, è conclusa entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ed è trasmessa all'Autorità per approvazione, entro 30 giorni dalla data del suo ricevimento. Trascorso inutilmente tale termine, la medesima convenzione si intende approvata.

14.7 Gli elementi di cui all'articolo 3, sono trasmessi dai gestori di rete all'Autorità al fine della loro pubblicazione sul sito *internet* della medesima Autorità, entro 120 (centoventi) giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento e comunque ogni qualvolta si renda necessario un aggiornamento degli stessi.

	STMG	STMD		
Reti di distribuzione	2500 euro	Quota fissa 2500 euro	Quota variabile 0,5 €/kVA	Limite massimo 20.000 euro
RTN	2500 euro	Quota fissa 2500 euro	Quota variabile 0,5 €/kVA	Limite massimo 50.000 euro

Tabella n. 1

Parametri per la determinazione della soglia per le rinnovabili	
Connessioni in media tensione	
Plc (parametro per linea in cavo)	40 k€/Km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	10 k€/Km (fino a un massimo di 1 km)
Connessioni in alta tensione	
Plc (parametro per linea in cavo)	100 k€/Km (fino a un massimo di 1 km)
Pla (parametro per linea aerea)	40 k€/Km (fino a un massimo di 1 km)

Per composizioni miste (sia linea aerea che linea in cavo) il valore massimo di 1 Km è da intendersi una sola volta per l'intera linea. I contributi alla soglia saranno determinati in maniera proporzionale alle effettive lunghezze dei due tratti di linea

Tabella n. 2

06A00185

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2005.

Approvazione della suddivisione in zone della rete rilevante ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168/03. (Deliberazione n. 282/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2005

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrato e modificato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 47/04 (di seguito: deliberazione n. 47/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2005, n. 79/05 (di seguito: deliberazione n. 79/05);
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2005, n. 226/05 (di seguito: deliberazione n. 226/05);
- la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2005, n. 269/05 (di seguito: deliberazione n. 269/05).

Considerato che:

- l'articolo 15, comma 15.1, della deliberazione n. 168/03, indica i criteri sulla base dei quali la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) – ora Terna – Rete elettrica nazionale Spa (di seguito: TERNA) – predispone la suddivisione della rete rilevante in zone; e che il medesimo articolo stabilisce che la suddivisione zonale così determinata ha validità per periodi di durata non inferiore a tre anni;

- l'articolo 53, comma 53.2, della deliberazione n. 168/03, stabilisce che TERNA, qualora verifichi che la suddivisione della rete rilevante in zone non sia più coerente con i criteri di cui all'articolo 15, comma 15.1 della medesima deliberazione, definisce e propone all'Autorità per l'approvazione una nuova suddivisione in zone della rete rilevante; e che la modifica così introdotta ha validità a partire dall'1 gennaio dell'anno successivo a quello di approvazione fino al termine del triennio di cui al precedente alinea;
- con la deliberazione n. 47/04 l'Autorità, nell'approvare le regole per il dispacciamento di merito economico, ha per la prima volta approvato la suddivisione in zone della rete rilevante per l'operatività del dispacciamento di merito economico, fissata in data 1 aprile 2004;
- ai sensi del DPCM 11 maggio 2004, il Gestore della rete ha predisposto il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di trasmissione e dispacciamento), positivamente verificato dall'Autorità, per quanto di propria competenza;
- la suddivisione della rete rilevante in zone è contenuta nell'allegato A.24 del Codice di trasmissione e dispacciamento, formante parte integrante e sostanziale del medesimo codice;
- il capitolo 11, punto 11.2, del Codice di trasmissione e dispacciamento fissa le modalità di aggiornamento del predetto codice, stabilendo tra l'altro la possibilità di aggiornare automaticamente il medesimo in esito a "modifiche della normativa approvate dalle autorità o amministrazioni competenti" che incidano sulle disposizioni contenute nello stesso;
- con lettera in data 6 dicembre 2005 prot. N. TE/P2005004330 - prot. Autorità n. 29029 del 9 dicembre 2005, TERNA ha trasmesso una proposta modificativa dell'allegato A.24 del Codice di trasmissione e dispacciamento, recante:
  a) la riconfigurazione dei poli di produzione limitata esistenti di:
    - Monfalcone, in seguito all'entrata in servizio dell'impianto di produzione di Torviscosa;
    - Rossano, in seguito all'entrata in servizio dell'elettrodotto a 380 kV Rizziconi-Laino, nonché dell'impianto di produzione di Altomonte;
  b) l'introduzione di un nuovo polo di produzione limitata nell'area di Foggia, a seguito dell'entrata in servizio degli impianti di produzione di Termoli e Candela;
  c) l'introduzione di due nuove zone virtuali estere per consentire la gestione delle congestioni, coerentemente con le modalità vigenti, sulla nuova interconnessione in corrente alternata fra Sardegna e Corsica (collegamento SARCO), la cui operatività è prevista per l'anno 2006;
  d) l'eliminazione del polo di produzione limitato di Piombino, a seguito della modifica dei transiti dovuti all'entrata in servizio di nuove unità di produzione localizzate nella zona Nord;
- nella lettera di cui al precedente alinea, TERNA ha rappresentato la necessità di procedere all'effettuazione di verifiche di carattere operativo prima dell'entrata in operatività della predette modificazioni.

Considerato che:

- nella documentazione allegata alla proposta modificativa dell'allegato A.24, TERNA ha evidenziato che l'entrata in servizio, prevista per l'anno 2006, dei nuovi predetti impianti di produzione di energia elettrica e collegamenti può creare, nelle prevedibili condizioni di funzionamento del sistema elettrico, problemi di congestione nelle attuali zone di mercato, ciò determinando la necessità di modificare la suddivisione in zone della rete rilevante nel rispetto dei criteri di cui all'articolo 15, comma 15.1, della deliberazione n. 168/03, ai sensi dell'articolo 53, comma 53.2, della medesima deliberazione.

Ritenuto opportuno:

- approvare l'aggiornamento della suddivisione della rete rilevante in zone secondo la proposta formulata da TERNA

DELIBERA

1. di approvare la suddivisione in zone della rete rilevante come risultante dalla proposta formulata da TERNA con lettera in data 6 dicembre 2005, prot. N. TE/P2005004330 - prot. Autorità n. 29029 del 9 dicembre 2005, relativamente alla:
   a) riconfigurazione dei poli di produzione limitata esistenti di:
      - Monfalcone, in seguito all'entrata in servizio dell'impianto di produzione di Torviscosa;
      - Rossano, in seguito all'entrata in servizio dell'elettrodotto a 380 kV Rizziconi-Laino, nonché dell'impianto di produzione di Altomonte;

   b) introduzione di un nuovo polo di produzione limitata nell'area di Foggia, a seguito dell'entrata in servizio degli impianti di produzione di Termoli e Candela;
   c) introduzione di due nuove zone virtuali estere per consentire la gestione delle congestioni, coerentemente con le modalità vigenti, sulla nuova interconnessione in corrente alternata fra Sardegna e Corsica (collegamento SARCO);
   d) eliminazione del polo di produzione limitato di Piombino, a seguito della modifica dei transiti dovuti all'entrata in servizio di nuovi unità di produzione localizzati nella zona Nord

   stabilendo l'operatività della nuova struttura zonale a partire dall'1 gennaio 2006 fatte salve le opportune verifiche operative da attuare da parte di TERNA come indicate nella citata lettera;
2. di trasmettere il presente provvedimento al Ministro delle Attività Produttive e a TERNA;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

21 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

06A00186

DELIBERAZIONE 21 dicembre 2005.

Aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2006 delle tariffe dei gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 22 aprile 1999, n. 52/99. (Deliberazione n. 284/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 21 dicembre 2005

Visti:

- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 52/99);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 e successive modifiche ed integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 199/05 (di seguito: deliberazione n. 199/05).

Considerato che:

- rispetto al valore definito nella deliberazione n. 199/05, l'indice J_t , relativo ai gas di petrolio liquefatti ed agli altri gas, ha registrato una variazione maggiore del 5%.

Ritenuto che:

- sia necessario, per il trimestre gennaio-marzo 2006 modificare le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti e degli altri gas di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione n. 52/99

DELIBERA

1. di aumentare, per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2006, di 1,951 Euro/GJ le tariffe di fornitura dei gas di petrolio liquefatti di cui all'articolo 2, comma 1, della deliberazione dell'Autorità 22 aprile 1999, n. 52/99; tale aumento è pari a 0,195237 Euro/mc per le forniture di gas propano commerciale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 100,07 MJ/mc (50,24MJ/kg);
2. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dall'1 gennaio 2006.

21 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

06A00187

DELIBERAZIONE 23 dicembre 2005.

Adozione di disposizioni in materia di opzioni tariffarie per l'anno 2006 per la distribuzione dell'energia elettrica su reti con obbligo di connessione di terzi e per la vendita dell'energia elettrica destinata ad utenze domestiche in bassa tensione. (Deliberazione n. 287/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 23 dicembre 2005

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239.
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97, recante disposizioni generali in materia di svolgimento dei procedimenti per la formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004-2007 (di seguito: Testo integrato), approvato con deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004 n. 5/04, come successivamente modificato e integrato;
- la deliberazione dell'Autorità 4 marzo 2004, n. 23/04;
- la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2004, n. 211/04;
- la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2004, n. 212/04;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2004, n. 233/04;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 202/05 (di seguito: deliberazione n. 202/05).

Considerato che:

- ai sensi del comma 4.1 del Testo integrato, entro il 15 ottobre di ogni anno, le imprese distributrici che non hanno aderito al regime tariffario semplificato di cui all'articolo 13 del Testo integrato medesimo, sono tenute a proporre le opzioni tariffarie per l'anno successivo;
- con riferimento alla proposta delle opzioni tariffarie per l'anno 2006, il comma 8.2 della deliberazione n. 202/05 ha prorogato al 31 ottobre 2005 il termine di cui al comma 4.1 del Testo integrato;

- ai sensi del comma 4.3 del Testo integrato, l'Autorità verifica la compatibilità delle opzioni tariffarie proposte con i criteri generali e specifici di cui alla parte II del Testo integrato;
- ai sensi del comma 48.4 del Testo integrato l'Autorità verifica la compatibilità con i criteri previsti dal comma 48.2 del Testo integrato, delle opzioni tariffarie ulteriori domestiche che prevedono corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento differenziati su due fasce orarie (di seguito: opzioni ulteriori domestiche biorarie), per le quali le imprese distributrici richiedono la perequabilità.
- 120 imprese distributrici hanno aderito al regime semplificato di cui all'articolo 13 del Testo integrato;
- 50 imprese distributrici hanno proposto all'Autorità opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai fini della verifica di cui al comma 4.3 del medesimo Testo integrato;
- 18 imprese distributrici hanno proposto all'Autorità opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai fini della verifica di cui al citato comma 4.3 del Testo integrato;
- 18 imprese distributrici hanno proposto all'Autorità opzioni ulteriori domestiche, ai fini della verifica di cui al citato comma 4.3 del Testo integrato;
- delle imprese distributrici di cui al precedente alinea, 6 hanno presentato opzioni ulteriori domestiche biorarie, ai fini della verifica di cui al comma 48.2 del Testo integrato;
- 2 imprese distributrici non hanno proposto opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione né richiesto l'ammissione al regime tariffario semplificato per l'anno 2006, in violazione di quanto previsto dal comma 4.1 del Testo integrato;
- 1 impresa distributrice ha proposto opzioni tariffarie ulteriori domestiche non conformi ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato;
- l'impresa che ha proposto le opzioni tariffarie di cui al punto precedente ne ha confermato l'impostazione anche nell'ambito degli approfondimenti svolti dagli uffici dell'Autorità;
- ai fini della verifica di conformità delle proposte di opzioni tariffarie ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato, non sono rilevanti gli elementi diversi da quelli tariffari, quali i contributi di allacciamento o ogni altra condizione contrattuale della fornitura e della qualità del servizio;
- per le imprese distributrici che non hanno presentato né proposte di opzioni tariffarie né istanza di ammissione al regime tariffario semplificato si determina una situazione di carenza della disciplina tariffaria per l'anno 2006.

Ritenuto di:

- approvare le proposte di opzioni tariffarie base e speciali e ulteriori domestiche per l'anno 2006, avanzate dalle imprese distributrici e risultate conformi ai criteri generali e specifici di cui alla parte II del Testo integrato;
- ammettere ai meccanismi di perequazione delle opzioni biorarie di cui all'articolo 48 del Testo integrato le proposte di opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2006, avanzate dalle imprese distributrici e risultate conformi con quanto disposto dal comma 48.2 del Testo integrato;
- rigettare le opzioni proposte e risultate non conformi ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato;

- imporre un regime tariffario per il periodo 1 gennaio 2006 – 31 dicembre 2006 nel caso in cui non siano state presentate né proposte di opzioni tariffarie, né sia stata presentata istanza di ammissione al regime tariffario semplificato, e che tale regime debba fare riferimento agli elementi e alle componenti della tariffa TV2 di cui all'articolo 10 del Testo integrato; e di prevedere che il vincolo V1 trovi applicazione nell'anno 2006 anche con riferimento alle tipologie contrattuali a cui, in tale anno, si applica il regime tariffario imposto dall'Autorità per il periodo 1 gennaio 2006 - 31 dicembre 2006;
- di avviare un procedimento formale nei confronti delle imprese distributrici che non hanno né proposto opzioni tariffarie né presentato istanza di ammissione al regime tariffario semplificato per l'anno 2006, in violazione delle vigenti disposizioni di cui alla parte II del Testo integrato

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1. Ai fini della presente deliberazione si applicano le definizioni contenute nell'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04 e successive modificazioni, integrate come segue:
   a. **Testo integrato** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2004- 2007, approvato con deliberazione dell'Autorità n. 5/04 e successive modificazioni e integrazioni;
   b. **opzioni base** sono le opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, di cui al comma 7.1 del Testo integrato;
   c. **opzioni speciali** sono le opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, di cui al comma 7.2 del Testo integrato;
   d. **opzioni ulteriori domestiche** sono le opzioni ulteriori per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato con contratti per utenza domestica in bassa tensione, di cui al comma 25.1 del Testo integrato;
   e. **opzioni ulteriori domestiche biorarie** sono le opzioni ulteriori per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato con contratti per utenza domestica in bassa tensione, che prevedono corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica differenziati su due fasce orarie;
   f. **regime tariffario semplificato** è il regime tariffario scelto in alternativa alla proposta di opzioni tariffarie dalle imprese distributrici con meno di 5000 punti di prelievo, ai sensi dell'articolo 13 del Testo integrato.

Articolo 2
Verifica delle proposte di opzioni base per l'anno 2006

1. Le opzioni base per l'anno 2006 proposte dalle imprese distributrici di cui alla tabella 1 allegata alla presente deliberazione e riportate nella medesima tabella, sono approvate in quanto conformi ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato.

Articolo 3

Verifica delle proposte di opzioni speciali per l'anno 2006

1. Le opzioni speciali per l'anno 2006 proposte dalle imprese distributrici di cui alla tabella 2 allegata alla presente deliberazione e riportate nella medesima tabella, sono approvate in quanto conformi ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato.

Articolo 4

Verifica delle proposte di opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2006

1. Le opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2006 proposte dalle imprese distributrici di cui alla tabella 3 allegata alla presente deliberazione e riportate nella medesima tabella, sono approvate in quanto conformi ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato;
2. Le opzioni ulteriori domestiche biorarie proposte dagli esercenti di cui alla tabella 4 allegata alla presente deliberazione e riportate nella medesima tabella sono ammesse ai meccanismi di perequazione delle opzioni ulteriori domestiche biorarie, in quanto conformi alle disposizioni di cui al comma 48.2 del Testo integrato;
3. Le opzioni ulteriori domestiche per l'anno 2006 proposte dalle imprese distributrici di cui alla tabella 5 allegata alla presente deliberazione e riportate nella medesima tabella, sono rigettate in quanto non conformi ai criteri di cui alla parte II del Testo integrato.

Articolo 5

Regime tariffario imposto per il periodo 1 gennaio – 31 dicembre 2006

1. Le disposizioni del presente articolo si applicano alle imprese distributrici di cui alle tabella 6 allegata alla presente deliberazione, per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.2, lettere da b) ad f), del Testo integrato per le quali dopo l'1 gennaio 2006 non siano in vigore né opzioni tariffarie base, né il regime tariffario semplificato;
2. Le imprese distributrici di cui al comma 1, applicano i corrispettivi previsti dalla tariffa TV2 di cui all'articolo 10 del Testo integrato;
3. I ricavi derivanti dall'applicazione del regime tariffario imposto nell'anno 2006 sono soggetti alla verifica del rispetto del vincolo V1 di cui all'articolo 9 del Testo integrato per il medesimo anno.

Articolo 6

Avvio di istruttoria formale

1. E' avviata istruttoria formale nei confronti delle imprese distributrici di cui alla tabella 6 per l'eventuale irrogazione di sanzioni, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, per l'inosservanza delle disposizioni di cui all'articolo 4, comma 4.1, del Testo integrato;
2. Il responsabile dei procedimenti è il Direttore della Direzione legislativo e legale;
3. La durata del procedimento è fissata in 240 (duecentoquaranta) giorni, decorrenti dalla data di ricevimento della comunicazione del presente provvedimento;
4. I soggetti che possono partecipare ai procedimenti, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244 (di seguito: dPR n. 244/01), possono accedere agli atti dei procedimenti presso i locali della Direzione tariffe;
5. I soggetti aventi titolo possono chiedere di essere sentiti in sede di audizione finale, ai sensi dell'articolo 10, comma 5, del dPR n. 244/01, qualora ne facciano domanda all'Autorità entro il termine di 30 (trenta) giorni; tale termine decorre dalla data di

comunicazione del presente provvedimento, per i soggetti destinatari, ai sensi dell'articolo 4, comma 3, del dPR n. 244/01, e dalla data di pubblicazione del presente provvedimento per gli altri soggetti legittimati ad intervenire ai procedimenti, ai sensi dell'articolo 4, comma 4, del medesimo dPR n. 244/01.

Articolo 7

Disposizioni finali

1. La presente deliberazione è pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore l'1 gennaio 2006;
2. Il presente provvedimento è comunicato mediante raccomandata con avviso di ricevimento alle imprese di cui alla tabella 6.

23 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

Tabella 1 - Opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione approvate

Codice Esercente	Esercente	Località	Provincia	Codice identificativo opzione
E000	Enel Distribuzione S.p.A.	Roma	RM	B1
				B2
				B3
				B4
				B5
				M1
				M2
				M3
				M4
				A1
				SB3
				SB5
				SM2
				SM4
E005	C.E.G. Societa' Cooperativa Elettrica Gignod	Aosta	AO	B4
				B1
				B2
				M4
				M2
				M3
E016	Consorzio Elettrico Industriale di Stenico s.c.	Bleggio Inferiore	TN	1I01B 2006
				1I02B 2006
				1A01B 2006
				2I01B 2006
				2I02B 2006
				2A01B 2006
E018	Azienda Energetica S.p.A. - Etschwerke AG	Bolzano	BZ	IBB
				BB1
				BB2
				IMB
				AMB
				CP1
E021	ASMEA s.r.l.	Brescia	BS	OBT_IPBT
				OBT_AUBT
				OBT_IPMT
				OBT_AUMT
				OBT_AAT
E022	ASM Bressanone S.p.A.	Bressanone	BZ	IPBT
				AUBT
				IPMT
				AUMT
E023	Azienda Pubbliservizi Brunico	Brunico	BZ	BT2
				BT3
				MT1
				MT2
E032	S.I.P.P.I.C. S.p.A.	Napoli	NA	1003
				1004
				1004 BIS
				1005
				1006
				1007
				1008
				1009
				1010
E040	Società per l'Illuminazione Elettrica in Chiavenna Società Cooperativa	Chiavenna	SO	IPBT
				AUBT1
				AUBT2
				IPMT
				AUMT
E047	AEM Gestioni s.r.l.	Cremona	CR	IPBT
				BTB
				IPMT
				MTB
				ATB
E051	Consorzio Idroelettrico Edolo Mu	Edolo	BS	OBT_IPBT
				OBT_AUBT
				OBT_IPMT
				OBT_AUMT
E055	A.C.S.M. S.p.A.- Az. Consorziale Servizi Municipalizzati	Fiera di Primiero	TN	IP1
				BT1
				IP2
				MT1
E062	IRIS-Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.A.	Gorizia	GO	ILL BT
				BT2
				BT 1
				ILL MT
				MT
				AT

E065	Hera S.p.A.	Bologna	BO	OTB1
				OTB2
				OTB3
				OTB4
				OTB5
E075	Soc. Elettrica Liparese S.n.c.	Lipari	ME	PUBBTN06
				PUBBTI06
				DIVBTN06
				DIVBTI06
				PUBMTN06
				PUBMTI06
				DIVMTN06
				DIVMTI06
E083	A.I.R. - Az. Intercomunale Rotaliana S.p.A.	Mezzolombardo	TN	IP 1 BT
				BT 1
				BT 2
				IP 1 MT
				MT 1
E084	AEM ELETTRICITA' S.p.A.	Milano	MI	IP1
				BT1
				BT2
				IP2
				MT1
				MT2
				MT3
				AT1
E085	META S.p.A.	Modena	MO	IP BT
				BT1
				BTS
				IP MT
				MT1
				MTS
E091	Societa Elettrica in Morbegno	Morbegno	SO	TBT1.1
				TBT 2.1
				TBT 2.2
				TMT 1.1
				TMT 2.1
E096	S.N.I.E. S.p.A.	Nola	NA	BPI06
				BA106
				MPI06
				MA106
E108	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.	Palermo	PA	100
				200
				300
				400
E113	SECAB Societa' Cooperativa	Paluzza	UD	BT1
				BT2
				BT3
				MT1
				MT2
				MT3
E115	Eni'a S.p.A.	Parma	PR	BTI-B1
				BTA-B1
				BTA-B2
				BTA-B3
				MTI-B1
				MTA-B1
				MTA-B2
				MTA-B3
E130	ALTO GARDA SERVIZI S.p.A.	Riva del garda	TN	IP01
				bt01
				BT02
				BT03
				bt04
				BT05
				IP02
				MT01
				MT02
E133	Trentino Servizi S.p.A.	Rovereto	TN	IP 1 BT
				BT 1
				BT 2
				IP 1 MT
				MT 1
				AT/AAT 1
E146	A.S.SE.M. S.p.A.	San Severino Marche	MC	IP.BT
				UD.BT
				STR.BT
				IP.MT
				UD.MT
E147	AMAIE S.p.A.	Sanremo	IM	BT-IP
				BT-AU
				BT-AU-DI
				MT-IP
				MT-AU
				MT-AU-DI
				MT-MO

E150	ACEA Distribuzione S.p.A.	Roma	RM	BT1
				BT2
				BT3
				MT1
				MT2
				MT3
				MT4
				AT1
E153	AMIAS Servizi S.r.l.	Selvino	BG	T10
				T20
				T25
				T30
				T40
E154	AEB DISTRIBUZIONE S.p.A.	Seregno	MI	BTIP06
				BT06
				MTIP06
				MT6S
				MT06
				AT06
E157	ASM S.p.A. - Sondrio	Sondrio	SO	BT-IP
				BT-AU
				BT-AU-pm
				BT-AU-fs
				MT-IP
				MT-AU
				MT-AU-pm
E158	SORESINA RETI E IMPIANTI S.p.A.	Soresina	CR	BTIP
				BT01
				BT2S
				MTIP
				MT01
E161	IDROELETTRICA VALCANALE DI M.G. MASSARUTTO E C. S.a.s.	Tarvisio	UD	IP1
				B1
				B2
				B3
				IP-MT
				M1
				M2
				A1
E165	ASM Terni S.p.A.	Terni	TR	IPBT
				BT
				BTG
				IPMT
				MT
				MTG
				MTM
E170	A.S.S.M. S.p.A. - Tolentino	Tolentino	MC	I01
				I02
				B01
				B03
				B04
				B10
				I50
				M01
				M03
				M10
E171	AEM Torino Distribuzione S.p.A	Torino	TO	BTILLUM1
				BT1
				BT2
				MTILLUM1
				MTa
				MT3
				AT-AAT1
E172	AMET S.p.A.	Trani	BA	P001
				B1E5
				BTX3
				BTDG
				PMT1
				MTM1
				MTFG
E174	ACEGAS-APS S.p.A.	Trieste	TS	P1
				B1
				P2
				M1
				A1
E194	ATENA S.p.A.	Vercelli	VC	TIP
				TVBT
				TIP MT
				TVMT
				TVAT
E195	Comune di Vermiglio - A.E.C.	Vermiglio	TN	IP
				AU BT
				AU BT RIDOTTA
				IP MT
				AU MT

E196	AGSM Verona S.p.A.	Verona	VR	BTIP
				BTIPS
				BTAU
				BTAUS
				MTIP
				MTAU
				MTAUS
				ATAU
E198	A.I.M. Vicenza ENERGIA S.p.A.	Vicenza	VI	B/BT-IP01
				B/BT-IP02
				B/BT-AU01
				B/BT-AU02
				B/BT-AU03
				B/MT-IP01
				B/MT-IP02
				B/MT-AU01
				B/MT-AU02
				B/AT-01
E200	AEM TIRANO SPA - AZIENDA ENERGETICA MULTISERVIZI TIRANO S.p.A.	Tirano	SO	TBT1.1
				TBT1.2
				TBT2.1
				TBT2.2
				TMT1.1
				TMT1.2
				TMT2.1
E202	A.S.M. Voghera S.p.A.	Voghera	PV	IP BT
				UD BT 1
				UD BT 2
				IP MT
				UD MT 1
				UD MT 2
E204	ODOARDO ZECCA s.r.l.	Ortona	CH	101/06
				510/06
				161/06
				560a/06
				560b/06
				590/06
E214	Deval	Aosta	AO	B1
				B2
				B4
				M3
				M4
				A1
				SB3
				SM2
E216	Camuna Energia s.r.l.	Cedegolo	BS	OBT_IPBT
				OBT_AUBT
				OBT_IPMT
				OBT_AUMT
E219	ASTEA S.p.A.	Recanati	MC	TBI
				TB1
				TB2
				TBS2
				TMI
				TM1
				TM2
E220	STET S.p.A. - Servizi Territoriali Est Trentino	Pergine Valsugana	TN	IP 1 BT
				BT 1
				BT 2
				IP 1 MT
				MT 1
E221	SET Distribuzione S.p.A.	Rovereto	TN	IP 1 BT
				BT 1
				BT 2
				IP 1 MT
				MT 1
				AT/AAT 1

Tabella 2 - Opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione approvate

Codice Esercente	Esercente	Località	Provincia	Codice identificativo opzione
E000	Enel Distribuzione S.p.A.	Roma	RM	SB1
				SB2
				SB4
				SB6
				SM1
				SA1
				SA2
				SA3
E018	Azienda Energetica S.p.A. - Etschwerke AG	Bolzano	BZ	BSS
				BSD
				AMS
				AMD
E021	ASMEA s.r.l.	Brescia	BS	OST1_AUBT
				OST1_AUMT
E022	ASM Bressanone S.p.A.	Bressanone	BZ	CNBT
E062	IRIS-Isontina Reti Integrate e Servizi S.p.A.	Gorizia	GO	BIO BT
				DP BT
				DP MT
E065	Hera S.p.A.	Bologna	BO	OTS1
				OTS2
				OTS3
				OTS4
E083	A.I.R. - Az. Intercomunale Rotaliana S.p.A.	Mezzolombardo	TN	BT 3
				MT 2
				MT 3
				MT 4
E084	AEM ELETTRICITA' S.p.A.	Milano	MI	SP-AU1
				SP-AU2
E108	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.	Palermo	PA	210
				410
E133	Trentino Servizi S.p.A.	Rovereto	TN	BT 3
				MT 2
				MT 3
				MT 4
E161	IDROELETTRICA VALCANALE DI M.G. MASSARUTTO E C. s.a.s.	Tarvisio	UD	B4
E171	AEM Torino Distribuzione S.p.A	Torino	TO	BTSPEC1
E172	AMET S.p.A.	Trani	BA	BTPV
				LX01
				BB25
				PVM1
				STM1
E194	ATENA S.p.A.	Vercelli	VC	TVSMT
E198	A.I.M. Vicenza ENERGIA S.p.A.	Vicenza	VI	S/BT-AU01
				S/MT-AU01
				S/MT-AU02
E214	Deval	Aosta	AO	SB1
				SM1
				SM5
E219	ASTEA S.p.A.	Recanati	MC	TBS1
				TMS
E220	STET S.p.A. - Servizi Territoriali Est Trentino	Pergine Valsugana	TN	BT 3
				MT 2
				MT 3
				MT 4

Tabella 3 - Opzioni tariffarie ulteriori domestiche approvate

Codice Esercente	Esercente	Località	Provincia	Codice identificativo opzione
E000	Enel Distribuzione S.p.A.	Roma	RM	UD5
				UD6
				UD7
				UD8
				UD9
				SB7
				SB8
				SB9
E021	ASMEA s.r.l.	Brescia	BS	OUV1_DOM
				OUV2_DOM
				OUV3_DOM
				OUV4_DOM
				OUV5_DOM
				OUV6_DOM
				OUV7_DOM
E047	AEM Gestioni s.r.l.	Cremona	CR	otu 4.5
				BI6
E055	A.C.S.M. S.p.A.- Az. Consorziale Servizi Municipalizzati	Fiera di Primiero	TN	DOVEN
E065	Hera S.p.A.	Bologna	BO	OC2
				OC3
E084	AEM ELETTRICITA' S.p.A.	Milano	MI	SP-UD1
				SP-UD2
E085	META S.p.A.	Modena	MO	OC2
				OC3
E158	SORESINA RETI E IMPIANTI S.p.A.	Soresina	CR	BT_DOM1
				BT2_DOM
E165	ASM Terni S.p.A.	Terni	TR	BIO DOM 3KW
E171	AEM Torino Distribuzione S.p.A	Torino	TO	DOMULTC1
				DOMULTC2
				DOMULTC3
				DOMULTC4
				DOMULTC5
E172	AMET S.p.A.	Trani	BA	DBR3
E174	ACEGAS-APS S.p.A.	Trieste	TS	DOBI
E194	ATENA S.p.A.	Vercelli	VC	UD 4,5
E196	AGSM Verona S.p.A.	Verona	VR	UDBI
E198	A.I.M. Vicenza ENERGIA S.p.A.	Vicenza	VI	D3-BIO
E202	A.S.M. Voghera S.p.A.	Voghera	PV	DOM BIO
E214	Deval	Aosta	AO	UD5
E216	Camuna Energia s.r.l.	Cedegolo	BS	OUV_DOM1

Tabella 4 - Opzioni tariffarie ulteriori domestiche biorarie conformi alle disposizioni di cui al comma 48.2 del Testo integrato

Codice Esercente	Esercente	Località	Provincia	Codice identificativo opzione
E000	Enel Distribuzione S.p.A.	Roma	RM	UD6
				UD7
				SB7
				SB8
				SB9
E021	ASMEA s.r.l.	Brescia	BS	OUV4_DOM
				OUV5_DOM
				OUV6_DOM
				OUV7_DOM
E158	SORESINA RETI E IMPIANTI S.p.A.	Soresina	CR	BT_DOM1
				BT2_DOM
E165	ASM Terni S.p.A.	Terni	TR	BIO DOM 3KW
E174	ACEGAS-APS S.p.A.	Trieste	TS	DOBI
E214	Deval	Aosta	AO	UD5

Tabella 5 - Opzioni tariffarie ulteriori domestiche rigettate

Codice Esercente	Esercente	Località	Provincia	Codice identificativo opzione
E021	ASMEA s.r.l.	Brescia	BS	OUV8_DOM
				OUV9_DOM

Tabella 6 - Elenco imprese distributrici che non hanno proposto opzioni tariffarie né hanno richiesto di aderire al regime tariffario semplificato

Codice Esercente	Esercente	Località	Provincia
E183	Azienda Elettrica Abfalterer Paul C. s.n.c.	Valle Aurina	BZ
E211	Ahrntaler Bauindustrie s.r.l.	S.Giovanni	BZ

06A00188

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2005.

Avvio di procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la quantificazione per l'anno 2006 dei corrispettivi per il funzionamento della società Terna - Rete elettrica nazionale Spa in assetto di unificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché per il funzionamento della società Gestore del sistema elettrico - GRTN Spa. (Deliberazione n. 290/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2005

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n.481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 (di seguito: decreto legislativo n.79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n.290 (di seguito: la legge n. 290/03);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n.387/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 18 aprile 2005, n. 62;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 17 luglio 2000 recante concessione alla società Gestore Rete di Trasmissione Nazionale Spa (nell'assetto previgente l'unificazione della proprietà e della gestione richiamato nel seguito come "il Gestore della rete") delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale (di seguito: decreto 17 luglio 2000);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 22 dicembre 2000 di approvazione della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005 recante concessione al Gestore della rete delle attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale ed il relativo allegato (di seguito:

decreto 20 aprile 2005), vigenti dalla data di avvenuta unificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN).

- gli allegati alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 aprile 2000, n. 75/00;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 05/04, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: Testo integrato);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04);
- la deliberazione dell'Autorità 31 gennaio 2005, n. 15/05;
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2005, n. 79/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2005, n. 226/05 (di seguito: deliberazione n. 226/05);
- la lettera congiunta del Gestore della rete e della società Terna – Rete elettrica nazionale Spa (di seguito: Terna) in data 26 ottobre 2005, prot. n. AD/P2005000192 (prot. Autorità n. 25303 del 27 ottobre 2005) in cui si comunica che in data 1 novembre 2005 si sarebbe verificato l'effetto traslativo del ramo di azienda corrispondente alle attività di trasmissione e di dispacciamento del Gestore della rete verso Terna.

Considerato che:

- il decreto legislativo n. 79/99, attribuisce al Gestore della rete:
  - a) le funzioni di gestore della RTN di cui all'articolo 3 del medesimo decreto legislativo, che costituiscono l'oggetto della concessione di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica di cui al decreto 17 luglio 2000;
  - b) alcune funzioni amministrative connesse all'attività di compravendita dell'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del medesimo decreto legislativo, e di gestione dei meccanismi incentivanti delle fonti rinnovabili di cui all'articolo 11 dello stesso decreto legislativo, nonché dei meccanismi di cui al decreto legislativo n. 387/03 per la parte di propria competenza;
- il DPCM 11 maggio 2004 innova l'assetto della società esercente i servizi di trasmissione e di dispacciamento prevedendo che siano trasferiti a Terna le attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi già facenti capo al Gestore della rete, ad eccezione:
  - a) dei beni, rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di cui all'articolo 3, commi 12 e 13, e di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo n. 387/03;
  - b) delle partecipazioni detenute nelle società Gestore del Mercato Elettrico S.p.a. ed Acquirente Unico S.p.a.;
  - c) degli eventuali oneri, ed i relativi eventuali stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere - fino alla data di efficacia del trasferimento - dallo stesso Gestore della rete,

che restano in capo alla società residuante dal predetto trasferimento, vale a dire alla società Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa (nell'assetto vigente post-

unificazione della proprietà e della gestione, richiamato nel seguito come "il Gestore del sistema elettrico");

- l'unificazione della quasi totalità della proprietà e della gestione della RTN prevista dal DPCM 11 maggio 2004 ha reso necessario, ai fini della regolazione e del controllo dei pubblici servizi di trasmissione e di dispacciamento, precisare le funzioni comprese nei pubblici servizi di trasmissione e di dispacciamento e che l'Autorità ha provveduto a tale precisazione con deliberazione n. 226/05;
- in data 1 novembre 2005 Terna ha assunto la funzione di gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 e, contemporaneamente, è subentrata nelle attribuzioni e nelle obbligazioni derivanti dalle disposizioni dell'Autorità in materia di regolazione e di controllo dei pubblici servizi di trasmissione dell'energia elettrica a mezzo della RTN e di dispacciamento sul territorio nazionale, già in capo al Gestore della rete sino al 31 ottobre 2005.

Ritenuto necessario:

- avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la quantificazione dei corrispettivi per il funzionamento di Terna in assetto di unificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché del corrispettivo per il funzionamento del Gestore del sistema elettrico

DELIBERA

1. di avviare un procedimento ai fini della formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la quantificazione per l'anno 2006 dei corrispettivi per il funzionamento alla società Terna – Rete elettrica nazionale Spa in assetto di unificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché del corrispettivo per il funzionamento della società Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa;
2. di conferire mandato, per azione d'intesa, al Direttore della Direzione energia elettrica dell'Autorità ed al Direttore della Direzione tariffe dell'Autorità di dar corso agli adempimenti di carattere procedurale, amministrativo e organizzativo necessari allo svolgimento delle attività attinenti il procedimento in oggetto, anche avvalendosi del supporto del Nucleo inter-direzionale UPGT (Unificazione Proprietà-Gestione Trasmissione) dell'Autorità costituito da funzionari della Direzione energia elettrica e della Direzione tariffe;
3. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna – Rete elettrica nazionale Spa e alla società Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa;
4. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito *internet* dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua pubblicazione.

28 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

06A00189

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2005.

Aggiornamento delle fasce orarie per l'anno 2006. (Deliberazione n. 292/05).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2005

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 (di seguito: Testo Integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 5 novembre 2004, n. 196/04 (di seguito: deliberazione n. 196/04) recante avvio del procedimento per la definizione delle fasce orarie per il periodo 2006-2007;
- il documento per la consultazione 30 settembre 2005 recante "Orientamenti in materia di definizione delle fasce orarie con riferimento agli anni 2006 e 2007" (di seguito: documento per la consultazione 30 settembre 2005);
- il documento per la consultazione 22 novembre 2005 recante "Revisione dell'articolazione per fasce orarie dei corrispettivi di alcuni servizi di pubblica utilità nel settore elettrico per gli anni 2006 e 2007" (di seguito: documento per la consultazione 22 novembre 2005);
- la nota della Direzione energia elettrica dell'Autorità alla società Terna – Rete elettrica nazionale Spa (di seguito: Terna) in data 28 novembre 2005, prot. Autorità GB/M05/4897/mr (di seguito: nota 28 novembre 2005);
- la lettera di Terna all'Autorità in data 14 dicembre 2005, prot. n. P2005004640 (di seguito: lettera 14 dicembre 2005).

Considerato che:

- le fasce orarie, come definite alla Tabella 1 del Testo integrato, tengono conto degli stati di criticità del sistema elettrico nazionale prospettati da Terna ed incentivano i produttori a rendere disponibile la propria capacità produttiva nel periodo di maggior richiesta;
- con deliberazione n. 196/04, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di un provvedimento di aggiornamento, per il periodo 2006-2007, delle fasce orarie di cui alla Tabella 1 del Testo integrato;
- in esito all'attività istruttoria condotta dalla Direzione energia elettrica dell'Autorità ai sensi della deliberazione n.196/04 per l'anno 2006 sono stati emanati due documenti per la consultazione rispettivamente in data 30 settembre 2005 e 22 novembre 2005;

- le soluzioni proposte nel documento per la consultazione 22 novembre 2005 recepiscono, tra l'altro, le osservazioni inviate dagli operatori al documento di consultazione 30 settembre 2005; in particolare, pur condividendo l'analisi proposta nel primo documento per la consultazione, dalla quale emergeva che le fasce orarie attualmente in vigore non rappresentano raggruppamenti di ore caratterizzate da valori omogenei dell'energia elettrica all'ingrosso e pur riconoscendo la conseguente opportunità di modifica, la quasi totalità degli operatori ha sottolineato le molteplici criticità connesse con una revisione delle fasce orarie da effettuare a fine 2005 per l'anno 2006;
- in esito al documento per la consultazione 22 novembre 2005 la quasi totalità dei soggetti ha espresso parere positivo al mantenimento per l'anno 2006 delle fasce orarie vigenti nell'anno 2005, aggiornate per i necessari adeguamenti calendariali;
- con nota 28 novembre 2005 l'Autorità ha richiesto a Terna di verificare se un aggiornamento delle fasce orarie per l'anno 2006 che tenesse conto unicamente dei necessari adeguamenti calendariali rispetto a quanto in vigore per l'anno 2005 potesse essere considerato coerente con gli stati di funzionamento e di criticità attesi del sistema elettrico nazionale per l'anno 2006;
- Terna, con lettera 14 dicembre 2005, ha proposto, al fine di ridurre i possibili stati di criticità che potrebbero caratterizzare i giorni compresi tra il 31 luglio e il 4 agosto 2006, una modifica dello schema di calendarizzazione delle fasce orarie applicando al suddetto periodo di criticità le fasce orarie definite nel 2005 per i giorni compresi tra il 21 e il 25 agosto e, viceversa, applicando ai giorni compresi tra il 21 e il 25 agosto 2006 le fasce orarie definite nel 2005 per i giorni compresi tra il 31 luglio e il 4 agosto.

Ritenuto opportuno aggiornare le fasce orarie di cui alla Tabella 1 del Testo integrato per l'anno 2006 in modo da tener conto dei necessari adeguamenti calendariali, ivi inclusa la diversa disposizione delle festività infrasettimanali, nonchè la modifica dello schema di calendarizzazione delle fasce orarie per i giorni compresi tra il 31 luglio e il 4 agosto e quelli compresi tra il 21 e il 25 agosto secondo quanto indicato nella proposta formulata da Terna con lettera in data 14 dicembre 2005

DELIBERA

1. di approvare, con decorrenza 1 gennaio 2006 e con validità fino al 31 dicembre 2006, l'articolazione delle fasce orarie secondo lo schema riportato nella Tabella 1 allegata al presente provvedimento (*Tabella 1*), di cui forma parte integrante e sostanziale, la quale sostituisce, con la citata decorrenza, la Tabella 1 del Testo integrato;

2. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

28 dicembre 2005 Il Presidente: Alessandro Ortis

Tabella 1: fasce orarie con validità 1.1.2006 – 31.12.2006

F1: ore di punta
Nei giorni dal lunedì al venerdì:
dalle ore 8.00 alle ore 9.00 e **dalle ore 14.00 alle ore 15.00** dal 5 giugno al 28 luglio;
dalle ore 9.00 alle ore 11.00 dal 5 giugno al 4 agosto, dal 28 agosto al 15 settembre e dall'11 al 22 dicembre;
dalle ore 11.00 alle ore 12.00 e dalle ore 15.00 alle ore 16.00 dal 5 giugno al 4 agosto e dal 28 agosto al 15 settembre;
dalle ore 16.00 alle ore 17.00 dal 5 giugno al 4 agosto, dal 28 agosto al 15 settembre e dal 20 novembre al 22 dicembre;
dalle ore 17.00 alle ore 18.00 dal 20 novembre al 22 dicembre.

F2: ore di alto carico
Tutte le ore diverse da quelle di fascia F1, F3 e F4.

F3: ore di medio carico
Nei giorni dal lunedì al venerdì:
dalle ore 6.00 alle ore 7.00 dal 5 giugno al 4 agosto e dal 28 agosto al 15 settembre;
dalle ore 7.00 alle ore 8.00 dal 13 marzo all'1 giugno, dal 21 al 25 agosto, dal 18 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 11.00 alle ore 12.00 e dalle ore 14.00 alle ore 15.00 dal 13 marzo al 28 aprile e dal 18 settembre al 17 novembre;
dalle ore 12.00 alle ore 13.00 e dalle ore 20.00 alle ore 21.00 dal 9 gennaio all'1 giugno, dal 21 agosto al 25 agosto e dal 18 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 13.00 alle ore 14.00 dal 13 marzo al 28 aprile e dal 18 settembre al 22 dicembre;
dalle ore 15.00 alle ore 17.00 dal 13 marzo al 28 aprile;
dalle ore 17.00 alle ore 19.00 dal 13 marzo all'1 giugno e dal 21 al 25 agosto;
dalle ore 19.00 alle ore 20.00 dal 13 marzo all'1 giugno, dal 21 al 25 agosto e dal 18 settembre al 17 novembre;
dalle ore 21.00 alle ore 22.00 dal 31 luglio al 4 agosto e dal 28 agosto al 15 settembre.

F4: ore vuote
Dalle ore 0.00 alle ore 6.00 e dalle ore 22.00 alle ore 24.00, per tutti i giorni dell'anno;
dalle ore 6.00 alle ore 7.00 e dalle ore 21.00 alle ore 22.00 dall'1 gennaio al 2 giugno, dal 5 agosto al 25 agosto e dal 18 settembre al 31 dicembre;
dalle ore 7.00 alle ore 21.00 dall'1 al 6 gennaio, dal 5 al 20 agosto e dal 23 al 31 dicembre.
Sono in ogni caso considerate vuote tutte le ore dei sabati e delle domeniche dell'anno e delle festività infrasettimanali dell'1 e del 6 gennaio, del lunedì dell'Angelo, del 25 aprile, dell'1 maggio, del 2 giugno, del 15 agosto, dell'1 novembre, dell'8, del 25 e del 26 dicembre, nonché del 24 aprile.

06A00190

AUGUSTA IANNINI, *direttore* FRANCESCO NOCITA, *redattore*

(G603004/1) Roma, 2006 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2006 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 219,04)	- annuale	€ **400,00**
	(di cui spese di spedizione € 109,52)	- semestrale	€ **220,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 108,57)	- annuale	€ **285,00**
	(di cui spese di spedizione € 54,28)	- semestrale	€ **155,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 344,93)	- annuale	€ **780,00**
	(di cui spese di spedizione € 172,46)	- semestrale	€ **412,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 234,45)	- annuale	€ **652,00**
	(di cui spese di spedizione € 117,22)	- semestrale	€ **342,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € **80,00** *il versamento relativo al tipo di abbonamento alla* Gazzetta Ufficiale - *parte prima - prescelto, si riceverà anche l'Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2005.*

BOLLETTINO DELLE ESTRAZIONI

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **88,00**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II (inserzioni)

Abbonamento annuo	*(di cui spese di spedizione € 120,00)*		€ **320,00**
Abbonamento semestrale	*(di cui spese di spedizione € 60,00)*		€ **185,00**
Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione)		€ 1,00	

I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo		€ **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni		€ **180,00**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€ 18,00	

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

Restano confermati gli sconti in uso applicati ai soli costi di abbonamento

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.

€ 6,00